



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação

ALISON RUDÁ DE CAMARGO

**ALOCÇÃO E OPERAÇÃO ÓTIMAS DE DISPOSITIVOS DE ARMAZENAMENTO DE
ENERGIA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO A PRESERVAÇÃO
DA VIDA ÚTIL DE BATERIAS**

CAMPINAS
2016

ALISON RUDÁ DE CAMARGO

**ALOCÇÃO E OPERAÇÃO ÓTIMAS DE DISPOSITIVOS DE ARMAZENAMENTO DE
ENERGIA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO A PRESERVAÇÃO
DA VIDA ÚTIL DE BATERIAS**

Orientador: Prof. Dr. Carlos Alberto de Castro Junior

Co-orientadora: Dra. Marina Lavorato de Oliveira

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, na Área de Energia Elétrica.

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À VERSÃO FINAL DA DISSERTAÇÃO DEFENDIDA PELO ALUNO ALISON RUDÁ DE CAMARGO E ORIENTADO PELO PROF. DR. CARLOS ALBERTO DE CASTRO JUNIOR.

PROF. DR. CARLOS ALBERTO DE CASTRO JUNIOR.

CAMPINAS
2016

Agência(s) de fomento e nº(s) de processo(s): CAPES

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Luciana Pietrosanto Milla - CRB 8/8129

C14a Camargo, Alison Rudá de, 1989-
Alocação e operação ótimas de dispositivos de armazenamento de energia em sistemas de distribuição considerando a preservação da vida útil de baterias / Alison Rudá de Camargo. – Campinas, SP : [s.n.], 2016.

Orientador: Carlos Alberto de Castro Junior.

Coorientador: Marina Lavorato de Oliveira.

Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Energia - Armazenamento. 2. Fontes renováveis. 3. Sistema de energia elétrica - Distribuição. 4. Otimização. 5. Redes inteligentes de energia. I. Castro Junior, Carlos Alberto de, 1960-. II. Oliveira, Marina Lavorato de. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. IV. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Optimal allocation and operation of energy storage devices in distribution systems considering lifetime characteristics of batteries

Palavras-chave em inglês:

Energy - Storage

Renewable sources

Electrical power system - Distribution

Optimization

Intelligent power grids

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora:

Carlos Alberto de Castro Junior [Orientador]

Lia Toledo Moreira Mota

Luiz Carlos Pereira da Silva

Data de defesa: 16-12-2016

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Elétrica

COMISSÃO JULGADORA - DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Candidato: Alison Rudá de Camargo RA: 080562

Data da Defesa: 16 de dezembro de 2016

Título da Tese: "Alocação e Operação Ótimas de Dispositivos de Armazenamento de Energia em Sistemas de Distribuição considerando a Preservação da Vida Útil de Baterias"

Prof. Dr. Carlos Alberto de Castro Junior (Presidente, FEEC/UNICAMP)

Profa. Dra. Lia Toledo Moreira Mota (PUC-Campinas)

Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva (FEEC/UNICAMP)

A ata de defesa, com as respectivas assinaturas dos membros da Comissão Julgadora, encontra-se no processo de vida acadêmica do aluno.

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Carlos Alberto Castro Junior pela orientação exemplar e pela oportunidade de realizar este trabalho.

À Prof.^a Marina Lavorato pela co-orientação e pela generosa transmissão de conhecimentos.

Ao Prof. Marcos Julio Rider pelas importantes contribuições a este trabalho.

Ao Prof. Luiz Carlos da Silva pelas sugestões e contribuições a este trabalho.

Ao Prof. Daniel Dotta pelas contribuições a este trabalho.

Aos professores da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, em especial aos docentes do Departamento de Sistemas de Energia (DSE), pelo precioso conhecimento transmitido nos anos de formação nesta escola.

Aos colegas da pós-graduação do Departamento de Sistemas de Energia, pela convivência, amizade e trabalho em equipe, em especial ao colega Juan Camilo López Amézquita pela generosa contribuição na realização este trabalho.

Aos meus pais, Carlos e Solemar, e meus irmãos, Apolo e Andressa, pelo amor e incentivo em todos os momentos.

À CAPES pelo apoio financeiro durante o mestrado.

RESUMO

O armazenamento de energia elétrica é uma questão em pauta há muitos anos e que até o presente momento não foi totalmente resolvida, sobretudo sob a perspectiva econômica. Apesar do alto custo, é importante para as empresas distribuidoras de energia elétrica conhecer políticas de operação desses dispositivos de modo a utilizar essa tecnologia de maneira mais eficaz. Os dispositivos de armazenamento de energia representam importantes elementos para auxiliar na operação de sistemas de distribuição de energia elétrica. Considerando a presença de fontes de energia renováveis, o uso destes dispositivos proporciona serviços auxiliares e aumenta a eficiência e flexibilidade do sistema.

Este trabalho apresenta a implementação de um modelo matemático de programação cônica de segunda ordem inteira mista com o objetivo de resolver o problema de alocação e operação ótima de dispositivos de armazenamento de energia em sistemas de distribuição de energia elétrica. O modelo utilizado determina a localização do dispositivo no sistema bem como seu ciclo ótimo de operação. Adicionalmente a solução determina o chaveamento dos bancos de capacitores presentes no sistema. Utilizando ferramentas de otimização clássica existentes, o uso do modelo cônico garante a convergência e otimalidade do ponto de operação encontrado. Para avaliar o modelo matemático proposto são utilizados os sistemas teste de 11 e 42 barras.

O modelo matemático de programação foi escrito na linguagem AMPL. O problema foi resolvido usando o *solver* comercial de otimização CPLEX.

Palavras-chave: Armazenamento de energia, fontes renováveis de energia, planejamento da operação de sistemas de distribuição, programação cônica de segunda ordem inteira-mista, redes inteligentes.

ABSTRACT

The use of electrical energy storage devices has been under study for many years and up until now the problem has not been fully solved, especially from the economic outlook. Despite the high cost, it is important to the power distribution utilities to understand the operating features of these devices so as to use them more effectively. The introduction of energy storage devices is an important element to assist the operation of electricity distribution systems. The presence of renewable energy sources may provide ancillary services and increases the system efficiency and flexibility.

This work presents the implementation of a mixed integer second order cone programming in order to solve the problem of allocation and optimal operation of energy storage devices for radial distribution networks. The model provides an optimal loading and discharging cycle of the devices in order to minimize operational system costs considering also the preservation and shelf life of these devices. Using existing classical optimization tools, the use of the conical model ensures convergence and optimality of the operating point. To evaluate the mathematical model, tests systems with 11 and 42 buses are used.

The mathematical model was written in the language AMPL. The problem was solved using the commercial optimization solver CPLEX.

Keywords - Energy storage, renewable energy sources, optimal operation of distribution systems, mixed-integer second-order cone programming, smart grid.

"All models are wrong, but some are useful." George Box

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BC	Banco de capacitores fixos
BCR	Banco de capacitores reguláveis
DAE	Dispositivo de Armazenamento de Energia
FR	Fonte Renovável não despachável
GD	Gerador Distribuído despachável
PCSOIM	Programação Cônica de Segunda Ordem Inteiro-Mista
PNL	Programação Não Linear
PNLIM	Programação Não Linear Inteiro-Mista
SDEE	Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

LISTA DE SÍMBOLOS

Conjuntos

Ω_b	Conjunto de barras do sistema.
Ω_r	Conjunto de ramos.
Ω_d	Conjunto de níveis de carga.
Ω_S	Conjunto de Subestações.
Ω_{BC}	Conjunto de BCs.
Ω_{BCR}	Conjunto de BCRs.
Ω_{FR}	Conjunto de FRs.
Ω_{DAE}	Conjunto de DAEs.
Ω_{GD}	Conjunto de GDs.

Dados

\bar{B}_i^{BC}	Susceptância do BC da barra i (kVar/V ²).
C_d^S	Custo da energia da Subestação no nível de carga d (R\$/kW·h).
C_d^{DAE}	Custo da energia do DAE da barra i no nível de carga d (R\$/kW·h).
\underline{E}_i^{DAE}	Energia mínima armazenada no DAE conectado na barra i (kW·h).
\bar{E}_i^{DAE}	Energia máxima armazenada no DAE conectado na barra i (kW·h).
fp_i^{min}	Limite inferior do fator de potência capacitivo do GD na barra i .
fp_i^{max}	Limite superior do fator de potência indutivo do GD na barra i .
\bar{I}_{ij}	Magnitude da corrente máxima admitida em um ramo ij (A).

\bar{n}_i^{BCR}	Número inteiro máximo de unidades de BCR conectadas no nó i .
\bar{N}^{DAE}	Número inteiro máximo de unidades de DAEs alocados no sistema.
$P_{i,d}^{FR}$	Geração de potência ativa da FR na barra i no nível de carga d (kW).
\underline{P}_i^{Arm}	Capacidade mínima de armazenamento de potência ativa do DAE na barra i (kW).
\bar{P}_i^{Arm}	Capacidade máxima de armazenamento de potência ativa do DAE na barra i (kW).
\underline{P}_i^{Inj}	Capacidade mínima de injeção de potência ativa do DAE na barra i (kW).
\bar{P}_i^{Inj}	Capacidade máxima de injeção potência ativa do DAE na barra i (kW).
$P_{i,d}^{PD}$	Demanda de potência ativa na barra i no nível de carga d (kW).
$Q_{i,d}^{PD}$	Demanda e potência reativa na barra i no nível de carga d (kVAr).
$q_{i,d}^{BCR}$	Capacidade de injeção de potência reativa de cada módulo de BCR conectado na barra i no nível de carga d (kVAr).
R_{ij}	Resistência do ramo ij (k Ω).
S_i^S	Potência aparente máxima suportada pela subestação do nó i (kVA).
S_i^{GD}	Potência aparente máxima fornecida pelo GD do nó i (kVA).
\bar{V}	Magnitude de tensão máxima da barra i .
\underline{V}	Magnitude de tensão mínima da barra i .
X_{ij}	Reatância do ramo ij (k Ω).
Z_{ij}	Impedância ramo ij (k Ω).
η_i^{Arm}	Eficiência de armazenamento de energia no sistema pelo DAE da barra i .

η_i^{Inj}	Eficiência de injeção de energia no sistema pelo DAE da barra i .
β_i^{Arm}	Taxa de autodescarregamento da bateria alocada na barra i .
Δt	Duração do intervalo de cada nível de carga (horas).
$\bar{\Delta}_i^{BCR}$	Máxima variação no número de unidades de BCR conectadas na barra i no período analisado.
$\bar{\Delta}_i^{DAE}$	Número máximo de mudança de operação do DAE conectado na barra i no período analisado.

Variáveis contínuas

$E_{i,d}^{Arm}$	Energia armazenada na bateria na barra i no nível de carga d .
$e_{i,d}^+$	Variável auxiliar que determina mudança positiva na mudança de operação do DAE da barra i no nível de carga d .
$e_{i,d}^-$	Variável auxiliar que determina mudança negativa na mudança de operação do DAE da barra i no nível de carga d .
$I_{ij,d}$	Magnitude da corrente no ramo ij no nível de carga d (A).
$I_{ij,d}^{qdr}$	Quadrado de $I_{ij,d}$.
$n_{i,d}^+$	Variável auxiliar que determina mudança positiva no número de unidades do BCR conectadas na barra i no nível de carga d .
$n_{i,d}^-$	Variável auxiliar que determina mudança negativa no número de unidades do BCR conectadas na barra i no nível de carga d .
$P_{i,d}^{arm}$	Potência armazenada pelo DAE da barra i no nível de carga d (kW).
$P_{i,d}^{inj}$	Potência injetada no sistema pelo DAE da barra i no nível de carga d (kW).
$P_{ij,d}$	Fluxo de potência ativa através do ramo ij no nível de carga d (kW).

$P_{i,d}^{GD}$	Potência ativa comprada do GD da barra i no nível de carga d (kW).
$P_{i,d}^S$	Potência ativa comprada da subestação da barra i no nível de carga d (kW).
$Q_{ij,d}$	Fluxo de potência reativa através do ramo ij no nível de carga d (kVAr).
$Q_{i,d}^{BC}$	Injeção de potência reativa do BC na barra i no nível de carga d (kVAr).
$Q_{i,d}^{GD}$	Potência reativa comprada do GD da barra i no nível de carga d (kVAr).
$Q_{i,d}^S$	Potência reativa comprada da subestação no nível de carga d (kVAr).
$V_{i,d}$	Magnitude da tensão na barra i no nível de carga d (kV).
$V_{i,d}^{qdr}$	Quadrado de $V_{i,d}$.

Variáveis binárias

$e_{i,d}^{DAE}$	Estado de operação do DAE alocado na barra i no nível de carga d .
n_i^{DAE}	Variável binária de alocação de um DAE na barra i .

Variáveis inteiras

$n_{i,d}^{BCR}$	Número de unidades do BCR em operação na barra i no nível de carga d .
-----------------	--

SUMÁRIO

Trabalhos publicados pelo autor	16
1. Introdução	17
1.1 Motivações da pesquisa	18
1.2 Objetivo	19
1.3 Contribuições	20
1.4 Estrutura do trabalho	20
2. Revisão bibliográfica	22
2.1 Alocação de dispositivos de armazenamento de energia	22
2.2 Operação de dispositivos de armazenamento de energia	24
3. Dispositivos de armazenamento de energia	26
3.1 Classificação das tecnologias de armazenamento de energia	26
3.2 Aplicações do armazenamento de energia	28
3.3 Características dos dispositivos	29
4. Modelo matemático	32
4.1. Operação de SDEE radiais	32
4.2. Modelo dos equipamentos	34
4.2.1 Dispositivos de armazenamento de energia	34
4.2.2 Fontes renováveis intermitentes	36
4.2.4 Geradores distribuídos despacháveis	36
4.2.5 Bancos de Capacitores	38
4.2.6 Restrições adicionais de operação	39
4.3 Modelo de PNLIM para alocação de DAEs em SDEE	40
4.4 Modelo de PCSOIM para alocação de DAEs em SDEE	42
5. Testes e resultados	45
5.1 Sistema teste de 14 barras	45
5.1.1 Alocação ótima de DAEs	47
5.1.2 Operação ótima de DAEs	53
5.2 Sistema teste de 42 barras	57
5.2.1 Alocação ótima de DAEs	59
5.2.2 Operação ótima de DAEs	60
5.3 Desempenho computacional	63

6. Conclusões	65
6.1 Trabalhos futuros	65
Referências bibliográficas	67

TRABALHOS PUBLICADOS PELO AUTOR

Congressos nacionais

1. Camargo, A. R., Lavorato, M. e Castro, C. A. *"Alocação ótima de dispositivos de armazenamento de energia em sistemas de distribuição de energia elétrica"*. Congresso Brasileiro de Automática. Vitória. Espírito Santo. Brasil. Outubro de 2016.

Congressos internacionais

1. Camargo, A. R., Lavorato, M. e Castro, C. A. *"Optimal Allocation of Energy Storage Devices in Distribution Systems considering Lifetime Characteristics of Batteries"*. IEEE Conference on Power systems Technology (POWERCON) 2016. Wollongong. Austrália. Setembro de 2016.

Capítulo 1

Introdução

Os sistemas de energia elétrica se modernizam constantemente, sendo afetados pelo avanço de inovações tecnológicas, pela crescente valorização das questões ambientais, pela evolução das políticas reguladoras de uso de energia e de recursos energéticos, pelo envelhecimento da infraestrutura etc. As mudanças são mais notáveis nos sistemas de distribuição, devido a constantes mudanças de cenário que proporcionam oportunidades no processo de modernização (Das et al., 2015). O armazenamento de energia elétrica em sistemas de distribuição de energia elétrica tem sido discutido há muitos anos. Entretanto ainda é pouco usado, sobretudo por fatores econômicos (Robyns et al., 2015). Num contexto onde a atual matriz energética mundial baseia-se fortemente na utilização de energia em pronta entrega oriunda principalmente de fontes de energia hidráulicas e térmicas, o desenvolvimento das energias renováveis e a necessidade contínua de reduzir as emissões de dióxido de carbono (CO₂) têm gerado novos interesses no uso de DAEs (dispositivos de armazenamento de energia), de modo que o armazenamento poderá, no futuro, ser um elemento chave no desenvolvimento sustentável (Robyns et al., 2015).

Tendo em vista que fenômenos naturais influenciam na quantidade de energia gerada por fontes renováveis e, também, que tipicamente há variação da demanda de carga ao longo do dia, tem-se um cenário onde o equilíbrio entre geração e consumo de energia não ocorre naturalmente (Celli et al., 2009), de modo que a introdução de dispositivos de armazenamento de energia pode auxiliar na normalização da produção de energia e então aumentar a confiabilidade do atendimento, além de introduzir benefícios na operação do sistema, como o aumento na qualidade de energia, redução dos picos de demanda e aumento da eficiência do sistema (Carpinelli et al., 2010). Sendo assim, é interessante para uma empresa distribuidora de energia conhecer políticas de alocação e operação desses dispositivos que tornem o sistema mais eficiente e econômico, sendo que um dos maiores desafios em sistemas de distribuição é aumentar a eficiência do sistema, respeitando os padrões pré-estabelecidos de qualidade e confiabilidade do atendimento aos consumidores (Shariatzadeh et al., 2016).

A introdução de dispositivos de armazenamento de energia é uma das potenciais fontes de renovação no setor de energia elétrica e um dos temas mais atraentes para investimentos no setor. Observa-se, em diversos países, uma preocupação na transparência e acessibilidade do processo comercial e regulatório para as tecnologias de armazenamento energético. Nos Estados Unidos, por exemplo, órgãos governamentais têm se empenhado na criação de condições regulatórias para viabilizar o uso das tecnologias de armazenamento (U.S. Department of Energy, 2013),

(Schoenung, 2011). Países como Alemanha, Inglaterra, Itália e Japão possuem projetos utilizando diversos tipos de tecnologias em diferentes estágios de maturidade. No Brasil, o uso de armazenamento de energia está em estágio bastante inicial, entretanto, por se tratar de um tema estratégico, a ANEEL tem incentivado projetos de pesquisa que envolvem a inserção de sistemas de armazenamento de energia no setor elétrico brasileiro (ANEEL, 2016). Dado que o custo de aquisição dos dispositivos é ainda bastante elevado, no contexto nacional, a aplicação desses dispositivos tem se limitado a programas de pesquisa e desenvolvimento realizados através da parceria entre a ANEEL e empresas distribuidoras de energia. A alocação de dispositivos de armazenamento de energia pode ser abordada como um problema de planejamento de operação de sistemas de energia elétrica. O planejamento de um SDEE (Sistema de Distribuição de Energia Elétrica) consiste na avaliação das restrições técnicas e econômicas do problema e na obtenção de uma solução de compromisso entre a minimização dos custos de investimentos e operação, e o atendimento a padrões pré-estabelecidos de confiabilidade e qualidade do atendimento (Oliveira, 2010). No planejamento da operação, busca-se determinar uma estratégia de operação para melhorar a qualidade de fornecimento de energia ao consumidor final de acordo com as normas vigentes, de forma a minimizar o valor esperado dos custos operativos no período de planejamento a curto prazo, tipicamente da ordem de dias.

A proposta deste trabalho é apresentar um modelo matemático de PCSOIM (Programação cônica de segunda ordem inteira mista) para resolver o problema de alocação ótima de dispositivos de armazenamento de energia em sistemas de distribuição de energia elétrica radiais. O modelo utilizado determina os locais em que os dispositivos devem ser instalados bem como o ciclo ótimo de carga e descarga dos mesmos com o objetivo de minimizar os custos de operação do sistema considerando, também, a preservação e prolongamento da vida útil das baterias utilizadas. Utilizando ferramentas de otimização clássica existentes, o uso do modelo cônico garante a convergência e otimalidade da alocação e ponto de operação encontrados (Jabr, 2006). Para avaliar o modelo matemático desenvolvido são utilizados os sistemas teste de 11 e 42 barras, os quais contêm fontes renováveis de energia.

1.1 Motivações da pesquisa

As motivações dessa pesquisa são duas: 1) o contínuo crescimento do uso de armazenamento de energia no setor elétrico e 2) a importância do uso de modelos matemáticos para resolver problemas de planejamento da operação de SDEE.

A penetração do armazenamento de energia em sistemas de distribuição de energia elétrica tem crescido nos últimos anos (Jaffe e Adamson, 2014), entretanto, os estudos sobre o impacto dessa tecnologia ainda estão em fase inicial e há poucos resultados bem estabelecidos sobre o assunto. A Fig. 1.1 ilustra a previsão mundial da capacidade de armazenamento instalada através de baterias e a receita anual da indústria de baterias nos próximos anos.

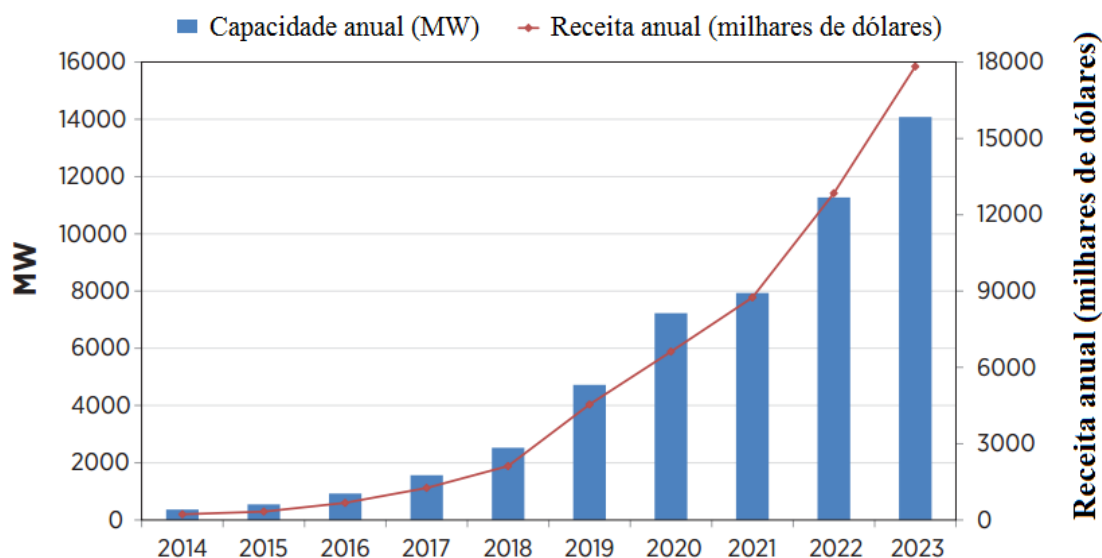


Fig. 1.1 – Previsão mundial da capacidade instalada de armazenamento de energia através de baterias e receita anual da indústria de baterias.

Fonte: (Jaffe e Adamson, 2014).

A Fig. 1.1 mostra que o uso de baterias terá um crescimento expressivo. Há tendências de que continuem os avanços técnicos e econômicos nessa área, com redução dos preços futuros, aumentando a penetração desses dispositivos nos SDEE (Jaffe e Adamson, 2014). Há um grande potencial para que o desenvolvimento de sistemas de armazenamento de energia ganhe impulso face ao avanço científico e tecnológico alcançado, aliado também a constante necessidade da modernização no sistema elétrico. Nesse contexto, trata-se de um tema bastante em pauta e repleto de oportunidades de pesquisa.

Devido ao crescimento da demanda e à necessidade de atender aos consumidores, respeitando padrões pré-estabelecidos de confiabilidade e qualidade de atendimento, o desenvolvimento de modelos matemáticos de otimização para resolver o problema de planejamento de SDEE é muito importante para as empresas distribuidoras de energia elétrica. Assim, a utilização de ferramentas computacionais desenvolvidas a partir de técnicas de otimização no processo de planejamento de SDEE pode gerar reduções substanciais nos custos de expansão e operação (Ribeiro, 2013).

1.2 Objetivos

O objetivo deste trabalho é desenvolver um modelo matemático de PSCOM para resolver o problema de alocação DAEs em SDEE. Para resolver este problema pode-se considerar objetivos técnicos e econômicos. Neste contexto, este trabalho explora a opção pela minimização do custo de operação do sistema considerando minimizar também a diminuição da vida útil dos dispositivos. Usando ferramentas de

otimização comerciais existentes, o uso do modelo cônico garante a convergência para uma solução ótima global do problema de otimização.

O modelo apresentado em (Macedo et al., 2015) foi utilizado como base para esta dissertação. Entretanto, enquanto o referido artigo apresenta um modelo de operação ótima de DAEs, o modelo apresentado nesta dissertação foi expandido de forma a permitir a alocação ótima desses DAEs em SDEE.

1.3 Contribuições da pesquisa

A principal contribuição deste trabalho consiste na proposta de um modelo e na resolução do problema de alocação de DAEs em SDEE considerando a preservação dos dispositivos. A função objetivo do modelo matemático proposto visa à minimização do custo de compra de energia da subestação e do custo associado à vida útil das baterias. Como o modelo leva em conta a vida útil dos equipamentos, a solução encontrada minimiza a profundidade da descarga do equipamento e isso implica no aumento do número de ciclos que o equipamento poderá ser utilizado. Como o custo de aquisição de baterias de grande capacidade ainda é alto, é importante realizar o planejamento da alocação e operação desses dispositivos, visando proporcionar o prolongamento do seu tempo de vida.

1.4 Estrutura do trabalho

Este trabalho está organizado da forma descrita a seguir.

No Capítulo 2, é apresentada uma revisão bibliográfica do problema de planejamento operação de DAEs e está organizado em duas seções. A primeira seção aborda os modelos matemáticos e técnicas de otimização usados para resolver o problema operação de dispositivos de armazenamento energia em sistemas de distribuição de energia elétrica radiais. A segunda seção aborda trabalhos que resolvem o problema de alocação de DAEs.

No Capítulo 3, é apresentado um panorama geral das tecnologias de armazenamento de energia, explorando o contexto global, tipos de aplicações e características do uso de DAEs.

No Capítulo 4, é apresentado um modelamento matemático completo do modelo de PNLIM e PCSOIM para a alocação ótima de DAEs em SDEEs radiais. São modelados diversos equipamentos presentes em SDEE como linhas de distribuição, DAEs, FRs, GDs, BCs e BCRs.

No Capítulo 5, são apresentados alguns resultados que foram obtidos através de diversas simulações computacionais, explorando diferentes abordagens para a resolução do problema de PCSOIM. Os resultados são o local que o DAE deve ser conectado e seu ciclo ótimo de carregamento e descarregamento, além da estimativa da vida útil do dispositivo. Neste capítulo apresenta-se também uma breve discussão sobre a performance computacional do modelo utilizado.

No Capítulo 6, são apresentadas as conclusões desta pesquisa e algumas perspectivas de trabalhos futuros ligados relacionados a este tema.

Capítulo 2

Revisão bibliográfica

Neste capítulo é apresentada uma revisão bibliográfica resumida sobre os modelos matemáticos e metodologias usadas para resolver o problema de alocação e operação de DAEs em SDEE, que são encontrados na literatura especializada. Como o tema é bastante atual, foi dada uma maior ênfase aos trabalhos publicados nos últimos cinco anos.

2.1 Operação ótima de dispositivos de armazenamento de energia

O problema de operação ótima de sistemas de distribuição de energia elétrica, considerando dispositivos de armazenamento de energia, consiste em um problema de planejamento da operação, ou seja, busca-se obter a melhor estratégia de carregamento e descarga das baterias para minimizar o custo de operação do sistema (Macedo et al., 2015). O dimensionamento de um SDEE com potência suficiente para atender à demanda nos horários de pico pode acarretar na subutilização desse sistema nos demais horários de menor consumo. Há décadas, se discute a questão de otimizar a utilização do sistema instalado através do uso de DAEs para armazenamento de energia em períodos do dia em que a demanda é baixa e da utilização dessa energia armazenada no horário de pico de consumo (Sultzberger e Zemkoski, 1976).

Trabalhos recentes têm examinado o despacho ótimo de DAEs em micro redes (Levron et al., 2013). A energia elétrica pode ser armazenada quando há energia renovável disponível ou quando os custos de compra estão baixos. A energia armazenada é consumida posteriormente, quando a demanda é alta ou quando não há mais energia renovável disponível. O objetivo desses estudos é, usualmente, otimizar o custo, eficiência e estabilidade da operação considerando, as restrições dos DAEs (Macedo, et al., 2015).

O uso de linguagens dedicadas à modelagem matemática para resolver problemas de operação de SDDE tem crescido muito nos últimos anos. Em (Sharma et al. 2013), o modelo de operação ótima de sistemas de distribuição que possuem painéis fotovoltaicos e DAEs foi desenvolvido na linguagem GAMS (GAMS, 1998). Neste trabalho é apresentado um modelo matemático não linear baseado no cálculo de fluxo de carga ótimo para um SDEE trifásico desequilibrado. A resolução deste problema não linear fornece as regras de carregamento e descarga das baterias, a fim de minimizar o custo de operação do sistema e minimizar as perdas de potência do sistema. O trabalho mostrou que as regras de operação dos DAEs são suscetíveis à mudança da função objetivo do problema de otimização.

A integração da geração distribuída e armazenamento impõe novos desafios dentro do problema de operação de SDEE. A obtenção das decisões de controle do sistema é um problema difícil, porque as equações de fluxo de carga são não lineares e a geração das fontes renováveis é estocástica (Macedo, 2015). Neste contexto, diversas técnicas de otimização têm sido utilizadas para resolver o problema, ocorrendo o uso estendido de técnicas de Programação Dinâmica. Em (Chu et al., 2014) é utilizada a técnica de Processo de Decisões de Markov e é encontrada uma política de operação de SDEE com a presença de FRs e DAEs. Não se pode garantir que a solução encontrada seja um ótimo global, entretanto, a mesma apresenta boa qualidade.

Muitas pesquisas neste tema têm utilizado meta-heurísticas como método de solução. Estas são capazes de encontrar soluções de boa qualidade, mas não garantem que uma solução ótima global seja encontrada (Glover e Kochenberger, 2003). Em (Oshiro et al., 2010) o problema de operação ótima de SDEE considerando DAEs e RTs (reguladores de tensão) é resolvido através da metodologia *Tabu Search*. Verificou-se que o controle ótimo desses dispositivos pode acarretar na redução de perdas de potência do sistema e redução da flutuação dos fluxos de potência em pontos de interconexão do sistema. Em (Levron et al., 2013) é apresentado um algoritmo de busca dinâmica para realizar o cálculo de fluxo de carga ótimo para SDEE com presença de DAEs. O método apresentou boas soluções para sistemas pequenos, porém não resolve problemas com mais de cinco DAEs alocados no sistema. Na referência (Araujo et al., 2013) utiliza-se um algoritmo genético simplificado para resolver o problema de operação ótima de SDEE considerando reguladores de tensão, GDs (geradores distribuídos) e BCRs (bancos de capacitores reguláveis). Embora essas técnicas sejam robustas, flexíveis e forneçam boas soluções, elas apresentam algumas deficiências, como a alta demanda computacional e a definição de um critério de parada.

Em (Zhao et al., 2013), a característica da vida útil das baterias é considerada no modelo matemático utilizado para otimizar a operação de micro redes. O modelo de otimização proposto é baseado em um algoritmo genético que considera que a utilização da bateria em um determinado instante de tempo implica em desgaste do equipamento, e este desgaste, por sua vez, é proporcional à potência utilizada e corresponde a um custo na função objetivo do modelo de otimização. Os resultados encontrados mostram que foi possível reduzir os custos de geração de energia do sistema assim como realizar a operação das baterias garantindo a manutenção de boas condições dos equipamentos.

O IEEE (*Institute of Electrical and Eletronic Engineers*) também possui normas técnicas para prolongar o desempenho e vida das baterias. Segundo a padronização contida em (IEEE, 2008), é recomendado restringir o carregamento mínimo das baterias em 50% do carregamento nominal para, assim, evitar a descarga profunda, que é um comportamento prejudicial a vida das baterias. Além da profundidade da descarga, a temperatura ambiente é outro fator impactante no desempenho de DAEs (Kempener e Borden, 2015). Em (Jenkins et al., 2008), encontra-se um estudo sobre predição da vida útil e dimensionamento de baterias para aplicações relacionadas à micro geração.

Esse estudo concluiu que a vida útil dos dispositivos depende do cenário de geração e da dimensão das baterias.

Em (Macedo et al., 2015), é apresentado um modelo de PCSOIM para resolver o problema de operação de SDEE, considerando DAEs, apresentando os seguintes destaques: a) modelo flexível, realista e preciso, e b) encontra a solução ótima para o modelo de PCSOIM através do uso de método de otimização clássica. Por apresentar o equacionamento completo do problema, a referência (Macedo et al., 2015) foi tomada como artigo base para a realização deste trabalho e o método proposto foi reproduzido de forma a fornecer um melhor entendimento do problema, bem como para que se tivesse uma base segura para comparação com outros modelos a serem desenvolvidos. Diferentemente de (Macedo et al., 2015), este trabalho propõe não somente um modelo para a operação ótima, mas também contém equações que proporcionam a alocação ótima de DAEs.

2.2 Alocação ótima de dispositivos de armazenamento de energia

O problema do planejamento da operação de SDEEs é representado de forma mais realista através de modelos não lineares. A alocação de DAEs e sua operação associada à característica estocástica da geração através de fontes renováveis introduz novos desafios ao problema, aumentando seu grau de complexidade. Na literatura, as variáveis de decisão relativas à operação e alocação dos DAEs, predominantemente utilizadas, são a potência (kW), capacidade de armazenamento (kW·h) e a localização no sistema (Zidar, 2016).

Muitas metodologias têm sido utilizadas para resolver o problema de alocação de DAEs, destacando-se métodos analíticos, programação matemática, métodos de busca exaustiva e heurísticos (Zidar, 2016).

Os métodos analíticos são aqueles nos quais não são usadas ferramentas de otimização matemática. Esses métodos são baseados no histórico das curvas de demanda ou de análise de dados estatísticos, e geralmente, utilizados para determinar o dimensionamento ótimo de DAEs com o objetivo de balancear a geração das fontes renováveis intermitentes. Em (Venu et al., 2009), a capacidade dos DAEs é utilizada para auxiliar a subestação no horário de pico. Os resultados obtidos mostram que a energia em excesso no sistema pode ser armazenada em horários de baixa demanda e, posteriormente ser utilizada para auxiliar a operação do sistema em momento em que a demanda de energia é alta.

Na literatura encontra-se um número grande de trabalhos que utilizam meta-heurísticas como método de solução do problema de alocação de DAEs. Em (Carpinelli, 2010), é apresentado um algoritmo genético híbrido para resolver o problema de alocação e dimensionamento de geração distribuída, sistemas de armazenamento de energia e bancos de capacitores. Em (Ghofrani et al., 2013), também é apresentada uma metodologia baseada em um algoritmo genético e fluxo de carga ótimo probabilístico para resolver o problema de alocação de DAEs em sistemas de energia com alta penetração de energia eólica. Para avaliar economicamente as oportunidades

do uso de DAEs no mercado de energia eólica, é desenvolvido um modelo de negócio. Os resultados mostraram que o uso de DAEs foi uma solução efetiva para aumentar a capacidade de distribuição do sistema e integrar a FR eólica com mais eficiência.

Em (Jamian et al., 2014), é proposto um algoritmo de colônia de abelhas para resolver o problema de alocação e dimensionamento de DAEs. Neste artigo, os DAEs são modelados como cargas controláveis que auxiliam os GDs a obter o despacho ótimo e minimizar perdas elétricas no sistema. Em (Sedghi et al., 2013), a técnica de otimização de enxame de partículas é usada para resolver o problema e expansão do sistema. O método obtém, numa primeira etapa, a expansão do SDEE. Na segunda etapa, o método realiza a alocação de DAEs e GDs tendo como objetivo a minimização do custo operacional do sistema. Embora existam técnicas robustas, flexíveis e que forneçam boas soluções, elas apresentam algumas deficiências, como a alta demanda computacional e a definição de um critério de parada (Macedo et al., 2015).

Um modelo de PCSOIM é empregado em (Nick et al., 2014) para resolver o problema de alocação ótima de DAEs em SDEEs. Neste trabalho, é proposto um problema de otimização multiobjetivo buscando encontrar um balanço ótimo entre objetivos técnicos e econômicos. Os DAEs foram modelados para poderem fornecer potência ativa e reativa ao sistema. Além da alocação ótima no sistema, este trabalho define, também, o dimensionamento dos DAEs. O modelo matemático de PCSOIM também foi utilizado por (Zidar et al., 2014) para encontrar um caso factível de investimento em DAEs para sistemas de distribuição. Visando a minimização de perdas de potência e outros serviços, a solução obtida pelo modelo não encontrou casos viáveis de investimento em DAEs. Este resultado é interessante, pois ilustra que o alto custo de capital dos equipamentos ainda é uma forte restrição ao aumento da penetração das tecnologias de armazenamento de energia no sistema elétrico.

Na literatura, poucos trabalhos relacionam a função objetivo com a vida útil das baterias. Uma metodologia de otimização baseada em busca exaustiva é apresentada em (Li et al., 2011), com o intuito de resolver o problema de dimensionamento de DAEs de forma que uma usina eólica seja economicamente viável. Baseado em dados estatísticos da velocidade do vento, a solução do problema fornece o dimensionamento dos DAEs. Numa etapa posterior do processo é determinado o despacho ótimo da FR eólica e o ciclo ótimo de operação dos DAEs, tendo como função objetivo a maximização da razão entre o ciclo de vida das baterias utilizadas e o investimento realizado.

Uma documentação bastante abrangente sobre trabalhos de alocação de DAEs em SDEEs é apresentada em (Zidar et al., 2016). Este trabalho apresenta um sumário completo, contendo as variáveis de decisão, metodologia de solução, tecnologia de armazenamento, modelo de carga e tipo de função objetivo considerada nos diversos artigos analisados.

Capítulo 3

Dispositivos de armazenamento de energia

Neste capítulo é apresentado um panorama geral sobre o armazenamento de energia elétrica no mundo, apresentando as tecnologias e aplicações mais destacadas no segmento de armazenamento de energia.

As tecnologias de armazenamento de energia são compostas basicamente por dois estágios: um estágio de conversão e conexão com o sistema elétrico e um estágio de armazenamento de energia (Gantz, 2012). O estágio de conversão é necessário para transformar e transferir a potência trifásica AC para uma forma que possa ser armazenada. A conversão de energia pode ser realizada diretamente através de máquinas elétricas rotativas ou através de conversores eletrônicos. O estágio de armazenamento de energia consiste na utilização de alguma tecnologia que pode armazenar ou injetar potência na rede. A Fig. 3.1 ilustra os conceitos de estágios de conversão e armazenamento.

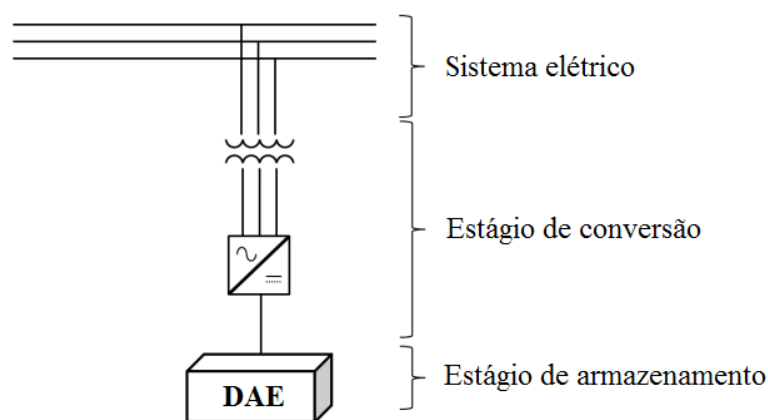


Figura 3.1 – Diagrama conceitual dos estágios do armazenamento de energia.

Fonte: (Gantz, 2012).

3.1 Classificação das tecnologias de armazenamento de energia

Existe uma variedade de opções de tecnologias de armazenamento de energia para o setor elétrico, em diferentes estágios de maturidade e com aplicações específicas, cada uma com sua respectiva característica operacional, desempenho, ciclo de operação e durabilidade. A Fig. 3.2 ilustra as principais tecnologias de armazenamento de energia.

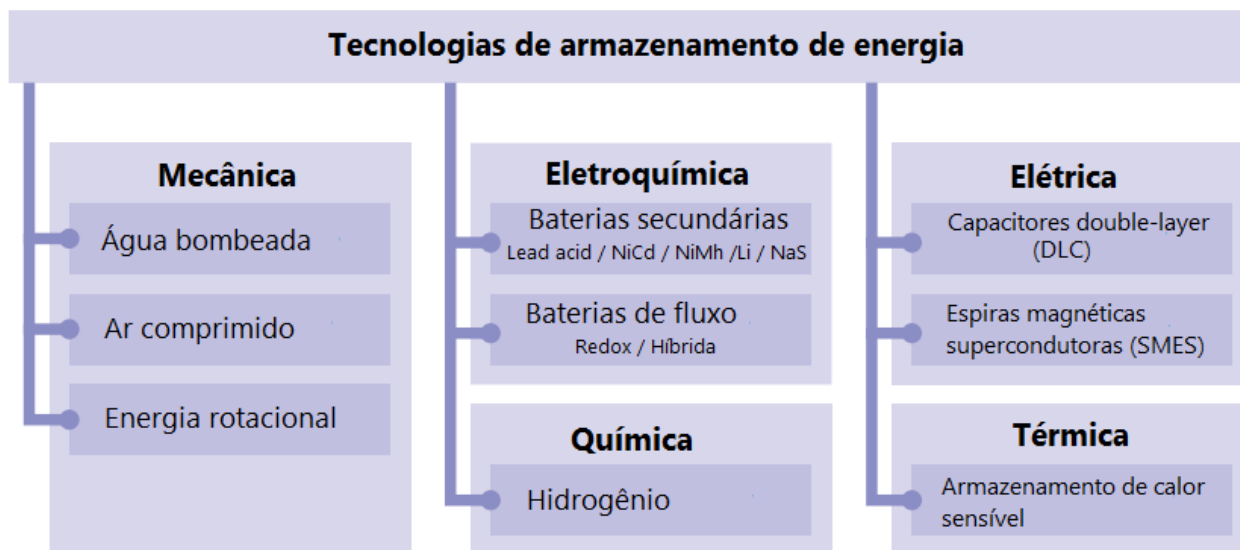


Fig. 3.2 – Tecnologias de armazenamento de energia.
Adaptado de (IEC, 2011).

As tecnologias de armazenamento de energia elétrica podem ser classificadas de acordo com a forma que a energia é armazenada:

- **Elétrica:** capacitores armazenam energia diretamente no campo elétrico criado entre placas carregadas (DLC).
- **Eletromagnética:** a energia é armazenada através de campo magnético em espiras supercondutoras (SMES).
- **Térmica:** o armazenamento de calor sensível pode ser convertido em energia elétrica.
- **Química e Eletroquímica:** nas baterias, a energia armazenada envolve o uso de reações químicas para converter energia elétrica em energia potencial química e vice-versa. Baterias possuem alta densidade de energia, alta eficiência, boa capacidade de ciclos, vida útil longa e baixo custo inicial.
- **Mecânica:** o armazenamento de energia mecânica requer a conversão da energia elétrica em mecânica e vice-versa através de uma máquina rotativa, tal como um gerador síncrono ou uma máquina de indução. A seguir destacam-se as formas mais comuns de armazenamento em forma de energia mecânica:
 - a) **Ar comprimido:** máquinas elétricas são usadas para comprimir grandes volumes de ar em alta temperatura e pressão. O ar pressurizado é utilizado em turbinas a gás para gerar energia elétrica.
 - b) **Armazenamento mecânico:** através do uso de máquinas elétricas e eletrônica de potência a energia é armazenada no dispositivo mecânico em forma de energia cinética rotacional.
 - c) **Água bombeada (usina reversa):** a eletricidade é usada para bombear água de uma baixa elevação para uma alta elevação. Posteriormente, a água armazenada é utilizada para acionar turbinas e gerar eletricidade.

A Fig. 3.3 apresenta um comparativo global entre a capacidade instalada no mundo para diversas tecnologias de armazenamento de energia.

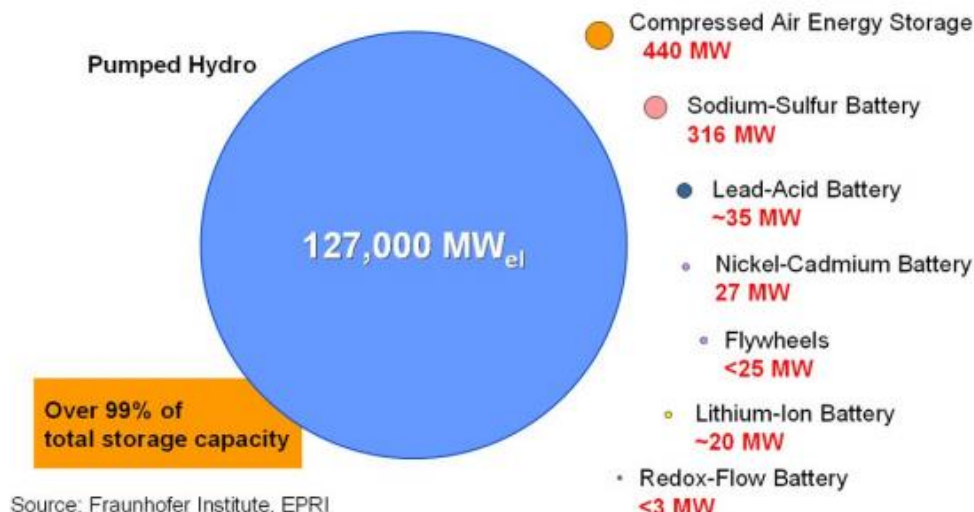


Figura 3.3 – Capacidade de armazenamento instalada no mundo.

Fonte: (Rastler, 2010).

Cada tipo de tecnologia possui seu próprio custo de capital e custo operacional (Kempener e Borden, 2015). Em geral, muitas tecnologias de DAEs existentes não são viáveis economicamente e necessitam de mais desenvolvimento para diminuir o custo de capital. A tecnologia de armazenamento de energia mais madura é a de bombeamento de água (usinas reversas), geralmente utilizada em ciclos longos de carga e descarga. O bombeamento de água é a tecnologia mais amplamente usada, representando 99% do armazenamento no mundo. Em contraste, o armazenamento de energia em baterias é um novo mercado em desenvolvimento. Outras tecnologias emergentes de armazenamento de energia como armazenamento de energia em ar comprimido, armazenamento eletromecânico e supercapacitores podem ser destacadas.

3.2 Aplicações de DAEs em sistemas de distribuição de energia

As aplicações do armazenamento de energia serão provavelmente muito diversificadas no futuro. Em geral, a função dos DAEs é auxiliar o sistema a respeitar os limites operacionais e padrões técnicos estabelecidos, tendo em vista sempre algum tipo de interesse econômico. Segundo (Rastler, 2010), as aplicações do armazenamento de energia podem ser organizadas em três categorias: aplicações de geração, aplicações de transmissão e distribuição e aplicações do usuário final. Algumas dessas aplicações e seus objetivos são apresentadas a seguir.

- *Aplicações de geração*: minimizar custo de investimento e operação, incrementar energia firme ao sistema, amenizar variação da produção de fontes renováveis intermitentes (Zidar et al., 2016).
- *Aplicações de transmissão e distribuição*: minimizar custo de produção, minimizar custo de investimento e de operação, reserva de operação, rampa, expansão do sistema, evitar violações do sistema, aumentar confiabilidade.
- *Aplicações de usuário final*: backup de energia, redução de picos, resposta à demanda e casas inteligentes.

Em função da diversidade das possíveis aplicações do uso de DAE, diferentes categorias de tecnologias podem ser usadas. A Tabela 3.1 apresenta algumas dessas categorias segundo (Schoenung, 2011).

Tabela 3.1 - Categorias de uso e aplicações de DAEs.

Categoria/Definição	Horas de Descarga	Uso/Ciclo de Trabalho	Aplicação
Longa duração/ Descarga frequente	4 – 8	1 ciclo/dia 250 dias/ano	Nivelamento de carga, seguimento de carga
Longa duração/ Descarga não frequente	4 – 8	20 vezes/ano	Garantia de geração/ crédito de capacidade
Curta duração/ Descarga frequente	0,25 – 1	1000 ciclos por ano	Regulação de frequência
Curta duração/ Descarga não frequente	0,25 – 1	20 vezes/ano	Qualidade da energia/ faltas temporárias

Fonte: (Schoenung, 2011).

A Tabela 3.1 mostra que a duração do ciclo de carga e descarga dos DAEs varia de acordo com o objetivo da aplicação.

3.3 Características dos DAEs

As tecnologias usadas para armazenar energia elétrica são bastante diversificadas. Para comparar essas características e discutir suas aplicações, é necessário definir os seguintes termos e parâmetros:

- **Energia disponível**: a quantidade da energia armazenada que pode ser convertida em energia elétrica.
- **Potência máxima**: a potência nominal que o DAE pode fornecer continuamente.
- **Tempo de descarga**: a duração de tempo que o DAE pode fornecer a potência máxima.

- **Eficiência:** este parâmetro leva em conta as perdas elétricas nos inversores e no armazenamento de energia.
- **Ciclo de vida:** é o número de ciclos de carga e descarga que o equipamento pode operar sem perder seu desempenho. O ciclo de vida de um equipamento é determinado principalmente por dois fatores:
 - *Temperatura:* a temperatura ambiente tem um importante efeito na eficiência de baterias. Ambientes com alta temperatura causam reações internas que diminuem a capacidade do equipamento rapidamente.
 - *Profundidade da descarga:* Se refere à porcentagem da capacidade total da bateria que está sendo utilizada. A descarga profunda da bateria implica na redução da sua vida útil esperada. A Fig. 3.3 ilustra a influência da profundidade da descarga no número de ciclos da vida útil bateria.

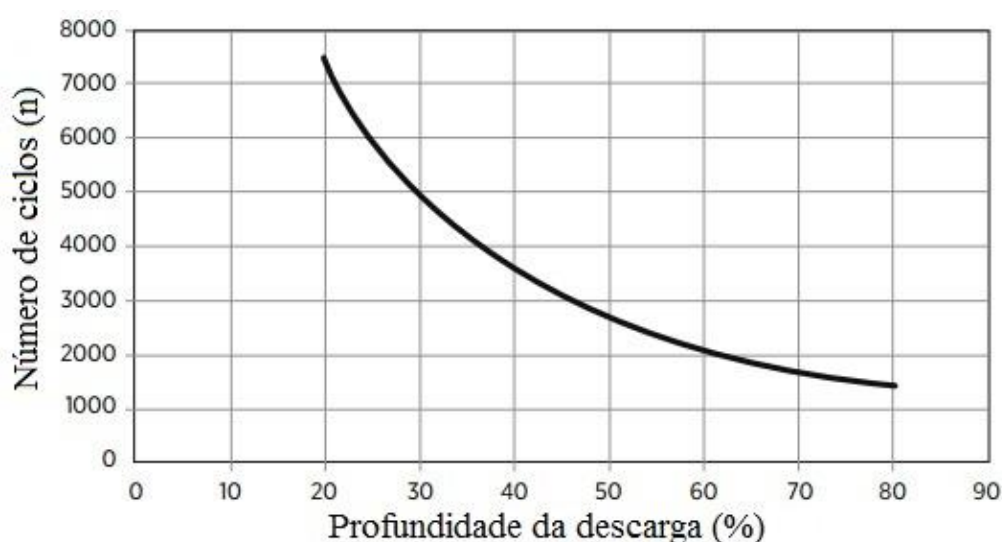


Figura 3.3 – Ilustração da profundidade da descarga versus o ciclo de vida de uma bateria.

Fonte: (Kempener e Borden, 2015).

Esta figura ilustra o conceito de *descarga profunda*, onde uma operação com alta profundidade de descarga implica num menor número de ciclos na vida útil do equipamento. Nota-se que um equipamento operado com menor profundidade de descarga apresentará um maior número de ciclos. Em (IEEE, 2008), encontra-se a recomendação para que a profundidade da descarga seja limitada em 50% para evitar o fenômeno de descarga profunda, que é extremamente prejudicial à preservação do equipamento.

Mais características e parâmetros dos DAEs podem ser considerados dependendo dos objetivos do planejamento realizado. Uma lista completa de características a serem consideradas é encontrada em (Ibrahim et al., 2007).

Além disso, vários horizontes de tempo podem ser considerados para o planejamento da operação de DAEs (Robyns et al., 2015):

- Supervisão de longo prazo correspondente a uma escala de tempo de um dia;
- Supervisão de médio prazo corresponde a uma escala de tempo de entre 30 minutos e uma hora;
- Supervisão em tempo real, o que corresponde à menor escala de tempo necessária para assegurar o funcionamento do sistema que é suficiente para a sua estabilidade, a realização dos seus objetivos, a tomada em consideração dos riscos, etc. Este prazo pode variar de algumas dezenas de microssegundos a vários minutos.

No próximo capítulo será apresentado um modelo matemático para a operação de dispositivos de armazenamento de energia.

Capítulo 4

Modelo Matemático

Neste capítulo, é proposto um modelo para a alocação ótima de DAEs em SDEEs. Simultaneamente, é obtido o ciclo operativo desses DAEs, de forma a se ter uma operação ótima do ponto de vista econômico, além de maximizar o tempo de vida dos DAEs. No que diz respeito à obtenção do ciclo operativo dos DAEs, adotou-se um modelo bastante completo já proposto na literatura (Macedo et al., 2015). Neste trabalho propõe-se alterações nesse modelo de forma a realizar também a alocação ótima dos DAEs.

Será feita a seguir uma descrição resumida do modelo apresentado por (Macedo et al., 2015). As contribuições específicas deste trabalho serão destacadas no item 4.2.1, onde são apresentadas as equações do modelo de alocação ótima dos DAEs.

4.1 Operação de SDEE radiais em regime permanente

Para representar um SDEE radial pode-se fazer as seguintes considerações:

- 1) O SDEE está equilibrado e representado pelo equivalente monofásico.
- 2) Para cada instante, a carga é representada por um valor constante de potência ativa e reativa.
- 3) As perdas de potência ativa e reativa de um ramo ij são concentradas no nó i .

Estas considerações são ilustradas na Fig. 4.1 para um determinado nível de carga d .

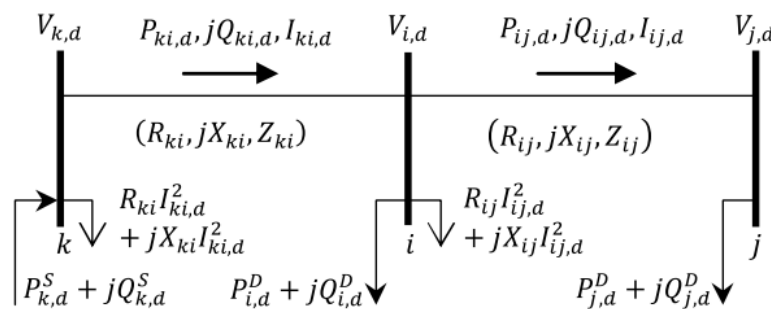


Fig. 4.1. Sistema de Distribuição de 3 nós.

Fonte: (Macedo et al., 2015).

Na Fig. 4.1, $V_{i,d}$ e $I_{ij,d}$ representam, respectivamente, para cada nível de carga d , a magnitude da tensão da barra i e o fluxo de corrente do circuito ij . Uma barra i possui as demandas de potência ativa e reativa iguais a, respectivamente, $P_{i,d}^D$ e $Q_{i,d}^D$. Além disso, para cada nível de carga d , na barra i , existem as injeções de fluxo de potência ativa $P_{ki,d}$ e $P_{ij,d}$, e fluxos de potência reativa $Q_{ki,d}$ e $Q_{ij,d}$ oriundos, respectivamente, das barras adjacentes k e j . $P_{i,d}^S$ e $Q_{i,d}^S$ representam a potência ativa e reativa gerada (se existirem) na barra i . R_{ij} , X_{ij} e Z_{ij} representam, respectivamente, a resistência, reatância e impedância do ramo ij . As perdas de potência ativa, $R_{ij}I_{ij,d}^2$, e reativa, $X_{ij}I_{ij,d}^2$, do ramo ij são concentradas no nó i .

As equações (1) - (4) garantem que a primeira e a segunda leis de Kirchhoff sejam satisfeitas para um SDEE radial.

$$\sum_{ki \in \Omega_b} P_{ki,d} - \sum_{ij \in \Omega_b} (P_{ij,d} + R_{ij}I_{ij,d}^2) + P_{i,d}^S = P_{i,d}^D$$

$$\forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (1)$$

$$\sum_{ki \in \Omega_b} Q_{ki,d} - \sum_{ij \in \Omega_b} (Q_{ij,d} + X_{ij}I_{ij,d}^2) + Q_{i,d}^S = Q_{i,d}^D$$

$$\forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (2)$$

$$V_{i,d}^2 - V_{j,d}^2 = 2(R_{ij}P_{ij,d} + X_{ij}Q_{ij,d}) + Z_{ij}I_{ij,d}^2$$

$$\forall ij \in \Omega_r, \forall d \in \Omega_d \quad (3)$$

$$I_{ij,d}^2 V_{j,d}^2 = P_{ij,d}^2 + Q_{ij,d}^2$$

$$\forall ij \in \Omega_r, \forall d \in \Omega_d \quad (4).$$

Os conjuntos Ω_b , Ω_r e Ω_d representam, respectivamente, o conjunto de barras do sistema, o conjunto de ramos do sistema e o conjunto de níveis de carga do horizonte de planejamento.

Estas equações são amplamente usadas nos métodos de Fluxo de Carga *Backward and Forward Sweep*, como em (Céspedes et al., 1990) e (Shirmohammadi et al., 1988). As equações (1) e (2) representam respectivamente os balanços de potência ativa e reativa. A equação (3) representa a magnitude da queda de tensão entre as barras i e j , e depende dos fluxos de potência, da magnitude da corrente e dos parâmetros elétricos do ramo ij . A equação (4) representa o cálculo da magnitude da corrente ao quadrado.

4.2 Modelos dos equipamentos

4.2.1 Dispositivos de Armazenamento de Energia

É apropriado armazenar energia em duas situações (Macedo et al., 2015): 1) quando a energia oriunda das FRs está em excesso no sistema e 2) quando o custo de compra de energia da Subestação ou de GDs está baixo. A energia armazenada é usada nos horários de pico quando a demanda de energia é alta e o preço de compra da energia da Subestação é elevado. Além disso, a conexão de DAEs torna o sistema mais eficaz sob os seguintes aspectos: a) As unidades possuem compensadores VAR o que aumenta a qualidade de energia (Celli et al., 2009), e b) com melhor distribuição das fontes pode-se diminuir as perdas ôhmicas no sistema.

A) Alocação de DAEs

O foco e principal contribuição deste trabalho é a modelagem matemática para a alocação e operação ótima de dispositivos de armazenamento de energia. Utilizando o modelo de PCSOIM a alocação ótima é garantida pelas equações (5) – (8).

$$\underline{E}_i^{Arm} \cdot n_i^{DAE} \leq E_{i,d}^{Arm} \leq \bar{E}_i^{Arm} \cdot n_i^{DAE} \quad \forall i \in \Omega_{DAE}, \forall d \in \Omega_d \quad (5)$$

$$\sum_{i \in \Omega_{DAE}} n_i^{DAE} \leq \bar{N}^{DAE} \quad \forall i \in \Omega_{DAE} \quad (6)$$

$$E_{i,0}^{Arm} = \alpha_i^{DAE} \cdot \bar{E}_i^{Arm} \quad \forall i \in \Omega_{DAE} \quad (7)$$

$$n_i^{DAE} \in \{0, 1\} \quad \forall i \in \Omega_{DAE} \quad (8)$$

onde Ω_{DAE} é o conjunto de barras com DAEs conectados no sistema. $E_{i,d}^{Arm}$ é a energia armazenada no DAE i , durante o nível de carga d . \underline{E}_i^{Arm} e \bar{E}_i^{Arm} representam, respectivamente, a energia mínima e máxima armazenada no DAE conectado na barra i . A variável binária n_i^{DAE} determina a alocação de um DAE na barra i . \bar{N}^{DAE} é o número inteiro máximo de unidades de DAEs que podem ser alocados no sistema.

A equação (5) limita as quantidades máxima e mínima de energia que o DAE pode armazenar. Se $n_i^{DAE}=0$, então $E_{i,d}^{Arm} = 0$, ou seja, o DAE i está desconectado. Se $n_i^{DAE}=1$, então $\underline{E}_i^{Arm} \leq E_{i,d}^{Arm} \leq \bar{E}_i^{Arm}$, ou seja, o DAE i está conectado. A equação (6) limita o número de dispositivos que podem ser alocados no sistema. A equação (7) determina que o armazenamento inicial do DAE é proporcional ao armazenamento máximo suportado pelo equipamento através de um fator α_i^{DAE} . A equação (8) apresenta a característica binária das variáveis de alocação de um DAE, se $n_i^{dae}=1$ então o DAE foi alocado na barra i durante todo o horizonte de planejamento, caso contrário,

não. A Fig. 4.2 ilustra um DAE, mostrando que o mesmo pode injetar ou armazenar energia.

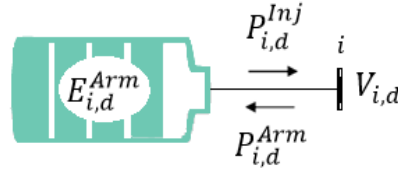


Fig. 4.2: DAE.

Adaptado de (Macedo et al., 2015).

B) Operação de DAEs

As equações (9) - (12) representam o modelo da operação de um DAE.

$$\underline{P}_i^{Inj} \cdot e_{i,d}^{DAE} \leq P_{i,d}^{Inj} \leq \bar{P}_i^{Inj} \cdot e_{i,d}^{DAE} \quad \forall i \in \Omega_{DAE}, \forall d \in \Omega_d \quad (9)$$

$$\underline{P}_i^{Arm} \cdot (1 - e_{i,d}^{DAE}) \leq P_{i,d}^{Arm} \leq \bar{P}_i^{Arm} \cdot (1 - e_{i,d}^{DAE}) \quad \forall i \in \Omega_{DAE}, \forall d \in \Omega_d \quad (10)$$

$$E_{i,d}^{Arm} = E_{i,d-1}^{Arm} + \eta_{i,d}^{Arm} \cdot \Delta t \cdot P_{i,d}^{Arm} - \left(\frac{1}{\eta_{i,d}^{Inj}} \right) \cdot \Delta t \cdot P_{i,d}^{Inj} - \beta_{i,d}^{Arm} \cdot \Delta t \cdot E_{i,d}^{Arm} \quad \forall i \in \Omega_{DAE}, \forall d \in \Omega_d \quad (11)$$

$$e_{i,d}^{DAE} \in \{0, 1\} \quad \forall i \in \Omega_{DAE}, \forall d \in \Omega_d \quad (12)$$

A variável $P_{i,d}^{Inj}$ representa a potência injetada pelo DAE da barra i no sistema, durante o nível de carga d . \underline{P}_i^{Inj} e \bar{P}_i^{Inj} representam, respectivamente, a potência mínima e máxima injetadas no sistema pelo DAE da barra i . A variável $e_{i,d}^{DAE}$ determina o estado de operação do DAE alocado na barra i no nível de carga d . A variável $P_{i,d}^{Arm}$ representa a potência armazenada pelo no DAE da barra i , durante o nível de carga d . \underline{P}_i^{Arm} e \bar{P}_i^{Arm} representam, respectivamente, a potência mínima e máxima armazenadas pelo DAE da barra i . Os parâmetros $\eta_{i,d}^{Arm}$ e $\eta_{i,d}^{Inj}$ são, respectivamente, a eficiência de armazenamento e injeção de energia no sistema pelo DAE da barra i . $\beta_{i,d}^{Arm}$ é a taxa de autodescarregamento da bateria alocada na barra i . Δt é a duração do intervalo de cada nível de carga (horas).

A equação (9) limita a potência mínima e máxima que um DAE pode injetar na barra em que está conectada enquanto a equação (10) limita a potência mínima e máxima que um DAE pode armazenar. A variável $e_{i,d}^{DAE}$ faz com que o DAE esteja

exclusivamente armazenando ou injetando potência no sistema. A equação (11) representa o balanço de energia do DAE para cada intervalo d do período em análise, levando em consideração as eficiências de armazenamento e injeção de potência no sistema bem como o autodescarregamento do equipamento. A variável $e_{i,d}^{DAE}$ é binária como determina a equação (12), de modo que se $e_{i,d}^{DAE} = 0$ o DAE está armazenando energia, e se $e_{i,d}^{DAE} = 1$ o mesmo está injetando potência no sistema.

4.2.2 Fontes renováveis intermitentes: geradores distribuídos não despacháveis

A grande expansão dos Sistemas de Energia baseado em unidades geradoras de grande porte tem aberto espaço para novas propostas baseadas na iminência de novas tecnologias na área de geração. Nesse contexto, a Geração Distribuída representa uma proposta complementar ao mercado de Energia, que é usualmente conectada no sistema de distribuição. Estas unidades de pequeno porte são geralmente caracterizadas por fontes renováveis (FRs), como turbinas eólicas, painéis fotovoltaicos e usinas de biomassa.

Devido ao comportamento intermitente, as fontes renováveis eólica e fotovoltaica são consideradas unidades de geração distribuída não despacháveis. No modelo, para cada FR alocada na barra i , em cada nível de carga d , sua respectiva geração é representada por uma injeção de potência ativa $P_{i,d}^{FR}$ (kW). Ressalta-se que os valores dessas injeções são considerados, neste trabalho, como parâmetros e não variáveis do modelo.

4.2.3 Geradores Distribuídos Despacháveis

A modernização das redes de distribuição está ocorrendo no contexto nacional. Dentre os passos iniciais deste processo, pode-se destacar o desenvolvimento da geração distribuída de pequeno porte. Estas iniciativas estão diretamente relacionadas com a Resolução Normativa nº 482/2012 (ANEEL, 2012), que define as condições gerais de acesso à micro (potência instalada de até 75 kW) e minigeração (potência instalada acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW) nos sistemas de distribuição.

Neste trabalho, considera-se que os GDs despacháveis são máquinas síncronas que servem como fonte de potência ativa e reativa. Assume-se que os GDs operam com o fator de potência dentro de uma faixa especificada e tensão terminal livre. As equações a seguir representam o modelo da operação do GD:

$$(P_{i,d}^{GD})^2 + (Q_{i,d}^{GD})^2 \leq (S_i^{GD})^2 \quad \forall i \in \Omega_{GD}, \forall d \in \Omega_d \quad (13)$$

$$(P_{i,d}^{GD}) \geq 0 \quad \forall i \in \Omega_{GD}, \forall d \in \Omega_d \quad (14)$$

$$-P_{i,d}^{GD} \tan(\cos^{-1}(pf_{min})) \leq Q_{i,d}^{GD} \leq P_{i,d}^{GD} \tan(\cos^{-1}(pf_{max})) \quad \forall i \in \Omega_{GD}, \forall d \in \Omega_d \quad (15)$$

O conjunto Ω_{GD} contém todos GDs do sistema. $P_{i,d}^{GD}$ e $Q_{i,d}^{GD}$ representam, respectivamente, as potência ativa e reativa fornecidas pelo GD da barra i no nível de carga d (kVAr). S_i^{GD} representa a potência aparente máxima fornecida pelo GD do nó i . Os parâmetros pf_{min} e pf_{max} representam, respectivamente, o limite inferior do fator de potência capacitivo e o limite superior do fator de potência indutivo do GD na barra i .

A Fig. 4.2 representa o esquema de um GD despachável e a Fig. 4.3 mostra sua curva de capacidade.

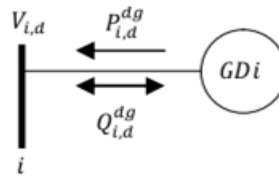


Fig. 4.2 - GD despachável.
Fonte: (Macedo et al., 2015).

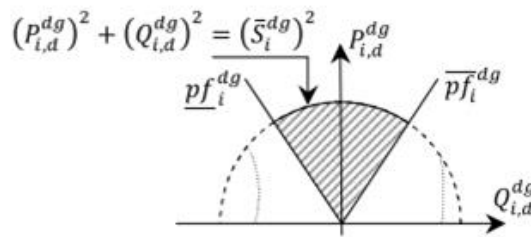


Fig. 4.3 - Curva de capacidade de um GD.
Fonte: (Macedo et al., 2015).

A Fig. 4.2 mostra que um GD pode injetar potência ativa na barra em que está alocado. A mesma figura ilustra que o GD pode tanto injetar quanto absorver potência reativa na barra em que está conectada. A Fig. 4.3 ilustra os limites operacionais de um GD referentes à sua máxima potência aparente fornecida e ao fator de potência de sua operação.

4.2.4 Bancos de Capacitores

Existem dois tipos de bancos de capacitores: a) bancos de capacitores fixos (BC) e b) bancos de capacitores reguláveis (BCR).

Diferentemente de (Macedo, 2015), neste trabalho, a operação de um BC foi modelada como uma injeção de potência reativa proporcional à magnitude da tensão da barra na qual está conectado conforme mostra a equação (16).

$$Q_{i,d}^{BC} = V_{i,d}^{qdr} \cdot \bar{B}_i^{BC} \quad \forall i \in \Omega_{BC}, \forall d \in \Omega_d \quad (16)$$

onde Ω_{BC} representa o conjunto de BCs presentes no sistema. A variável $Q_{i,d}^{BC}$ representa a injeção de potência reativa do BC na barra i , no nível de carga d . \bar{B}_i^{BC} representa a susceptância do BC da barra i .

Já o BCR pode estar totalmente ou parcialmente conectado ao sistema, como mostrado na Fig. 4.4.

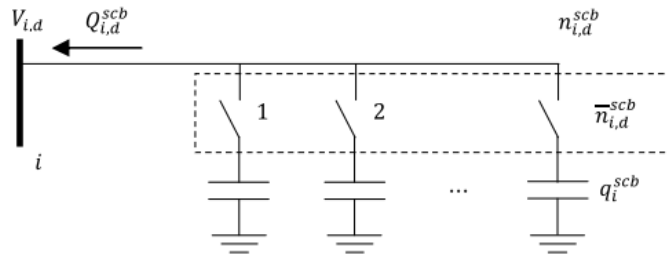


Fig. 4.4 – BCR.

Fonte: (Macedo et al., 2015).

As expressões (17)-(20) modelam a operação dos BCR.

$$Q_{i,d}^{BCR} = n_{i,d}^{BCR} \cdot q_{i,d}^{BCR} \quad \forall i \in \Omega_{BCR}, \forall d \in \Omega_d \quad (17)$$

$$\sum_{i \in \Omega_b} |n_{i,d}^{BCR} - n_{i,d-1}^{BCR}| \leq \bar{\Delta}_i^{bcr} \quad \forall i \in \Omega_{BCR}, \forall d \in \Omega_d \quad (18)$$

$$0 \leq n_{i,d}^{BCR} \leq \bar{n}_i^{BCR} \quad \forall i \in \Omega_{BCR} \quad (19)$$

$$n_{i,d}^{BCR} \text{ inteiro} \quad \forall i \in \Omega_{BCR}, \forall d \in \Omega_d \quad (20)$$

onde Ω_{BCR} representa o conjunto de BCRs presentes no sistema. A variável $Q_{i,d}^{BCR}$ representa a injeção de potência reativa do BCR na barra i , no nível de carga d . A variável $n_{i,d}^{BCR}$ representa o número de módulos do BCR em operação na barra i no nível de carga d . O dado $q_{i,d}^{BCR}$ representa a capacidade de injeção de potência reativa de cada módulo de BCR conectado na barra i no nível de carga d (kVAr). \bar{n}_i^{BCR} representa o número inteiro máximo de unidades de BCR conectadas no nó i . $\bar{\Delta}_i^{bcr}$ representa a máxima variação no número de unidades de BCR conectadas na barra i no período analisado.

A equação (17) impõe que a potência reativa total injetada pelo BCR em uma barra i em um nível de carga d é igual à soma da potência reativa fornecida pelo número total de unidades conectadas na barra. A restrição (18) limita o número de mudanças na operação das unidades reguláveis. A restrição (19) limita a potência reativa máxima que cada unidade pode injetar na barra. A equação (20) garante que um número inteiro de unidades será conectado.

4.2.5 Restrições adicionais de operação

Outras restrições são necessárias para completar o modelo da operação elétrica do sistema:

$$(P_{i,d}^S)^2 + (Q_{i,d}^S)^2 \leq (S_i^S)^2 \quad \forall i \in \Omega_S, \forall d \in \Omega_d \quad (21)$$

$$\underline{V} \leq V_{i,d} \leq \bar{V} \quad \forall i \in \Omega_n, \forall d \in \Omega_d \quad (22)$$

$$0 \leq I_{ij,d} \leq \bar{I}_{ij} \quad \forall ij \in \Omega_r, \forall d \in \Omega_d \quad (23)$$

onde Ω_S representa o conjunto de subestações do sistema. S_i^S representa a potência aparente máxima suportada pela subestação da barra i (kVA). \underline{V} e \bar{V} representam, respectivamente, a magnitude de tensão mínima e máxima da barra i . \bar{I}_{ij} representa a magnitude da corrente máxima admitida em um ramo ij .

A restrição (21) limita a potência ativa e reativa que a subestação pode fornecer ao sistema. A restrição (22) limita as tensões nas barras do sistema aos valores preestabelecidos pela norma vigente (ANEEL, 2008). Já a restrição (23) limita o fluxo corrente do ramo ij à capacidade máxima permitida pelo mesmo.

4.3 Modelo de programação não-linear inteira mista para alocação de DAEs em SDEEs

Considerando as equações (1)-(4) e acrescentando os elementos modelados pelas equações (5)-(23) obtém-se as seguintes equações de balanço de potência:

$$\sum_{ki \in \Omega_b} P_{ki,d} - \sum_{ij \in \Omega_b} (P_{ij,d} + R_{ij} I_{ij,d}^2) + P_{i,d}^S + P_{i,d}^{GD} + P_{i,d}^{FR} + P_{i,d}^{Inj} - P_{i,d}^{Arm} = P_{i,d}^D \quad \forall i \in \Omega_n, \forall d \in \Omega_d \quad (24)$$

$$\sum_{ki \in \Omega_b} Q_{ki,d} - \sum_{ij \in \Omega_b} (Q_{ij,d} + X_{ij} I_{ij,d}^2) + Q_{i,d}^S + Q_{i,d}^{GD} + Q_{i,d}^{BC} + Q_{i,d}^{BCR} = Q_{i,d}^D \quad \forall i \in \Omega_n, \forall d \in \Omega_d \quad (25)$$

- **Função objetivo**

Vários aspectos técnicos e econômicos podem ser considerados na função objetivo do problema de alocação de DAEs em SDEEs. Na literatura são encontradas diversas abordagens para a função objetivo do problema. A abordagem mais comum é a minimização de custos operacionais, geralmente baseado no custo da energia comprada pela subestação, como apresentado na função objetivo F. Obj. 1.

F. Obj. 1

$$\min \sum_{d \in \Omega_d} \sum_{i \in \Omega_S} C_d^S P_{i,d}^S \Delta t \quad (26)$$

Na F. obj. 1, equação (26), para cada nível de carga d , C_d^S (R\$/kWh) representa o custo de compra de energia da subestação S . A variável $P_{i,d}^S$ (kW) representa a potência ativa comprada da subestação S durante o período de tempo Δt (horas).

Entretanto, existem diversos outros objetivos possíveis, como minimização de investimentos, minimização de perdas elétricas, minimização do uso de combustível, maximização do uso de energia oriunda de fontes renováveis, maximização da vida da bateria, entre outros.

Nesta dissertação, a função objetivo elaborada tem como propósito a minimização do custo operacional do sistema, que é baseado em duas parcelas, uma

referente à minimização do custo de compra da energia da subestação e a outra referente à minimização do custo de uso de DAEs. A função objetivo F. Obj. 2 proposta é representada pela equação (27).

$$\mathbf{F. Obj. 2} \quad \min \sum_{d \in \Omega_d} \sum_{i \in \Omega_S} C_d^S P_{i,d}^S \Delta t + \sum_{d \in \Omega_d} \sum_{i \in \Omega_{DAE}} C_d^{DAE} P_{i,d}^{inj} \Delta t \quad (27)$$

Na F. obj. 2, para cada nível de carga d , C_d^{DAE} (R\$/kWh) representa o custo de uso da energia do DAE da barra i .

Na função objetivo 2, equação (27), a primeira parcela refere-se à minimização da compra da energia da subestação. A segunda parcela refere-se à minimização do custo de uso de DAEs. A variável de decisão é a potência que o DAE entrega ao sistema. Esta parcela tem como objetivo minimizar o uso do DAE, pois a perda de vida útil do mesmo é proporcional à corrente que ele entrega ao sistema (Jenkins et al., 2008). Essa função objetivo encarece, artificialmente, a operação do sistema e foi adaptada de (Zhao, et al. 2013). Com isso, não é necessária uma restrição para limitar a quantidade de vezes que o dispositivo pode operar no período. Desta forma, é esperado que, na solução do problema proposto, o sistema opere alocando e utilizando o DAE apenas nos momentos de maior demanda, ajudando o sistema a respeitar as restrições operativas.

- **Problema de otimização (PNLIM)**

Considerando a função objetivo e as demais restrições modeladas para cada equipamento, define-se o seguinte modelo de PNLIM (Programação não linear inteira mista) para alocação ótima de DAEs em SDEE:

$$\min \sum_{d \in \Omega_d} \sum_{i \in \Omega_S} C_d^S P_{i,d}^S \Delta t + \sum_{d \in \Omega_d} \sum_{i \in \Omega_{DAE}} C_d^{DAE} P_{i,d}^{inj} \Delta t \quad (27)$$

Sujeito às restrições: (3) - (25).

Este conjunto de equações corresponde a um modelo de PNLIM pois apresenta restrições quadráticas e também não lineares. A presença de restrições inteiras e binárias torna a resolução do problema bastante complexa, de modo que as metodologias computacionais existentes podem encontrar uma solução de boa qualidade, porém não é garantido que a solução ótima seja encontrada.

4.4 Modelo de programação cônica de segunda ordem inteira mista para alocação de DAEs em SDEEs

Esta seção apresenta o modelo de PCSOIM para a alocação ótima de dispositivos de armazenamento de energia em SDEE. Para obter um modelo de PCSOIM são necessárias algumas substituições de variáveis e tornar algumas restrições convexas (Jabr, 2006). Visto que os módulos de $V_{i,d}$ e de $I_{ij,d}$ estão elevados ao quadrado, pode-se, então, fazer uma modificação nestas variáveis de forma que as mesmas passem a ser identificadas como:

$$I_{ij,d}^{qdr} = I_{ij,d}^2 \quad (28)$$

$$V_{i,d}^{qdr} = V_{i,d}^2 \quad (29)$$

Assim, as equações (3), (27) e (28) passam a ser lineares:

$$\sum_{ki \in \Omega_b} P_{ki,d} - \sum_{ij \in \Omega_b} (P_{ij,d} + R_{ij} I_{ij,d}^{qdr}) + P_{i,d}^S + P_{i,d}^{GD} + P_{i,d}^{FR} + P_{i,d}^{Inj} - P_{i,d}^{Arm} = P_{i,d}^D \quad \forall i \in \Omega_n, \forall d \in \Omega_d \quad (30)$$

$$\sum_{ki \in \Omega_b} Q_{ki,d} - \sum_{ij \in \Omega_b} (Q_{ij,d} + X_{ij} I_{ij,d}^{qdr}) + Q_{i,d}^S + Q_{i,d}^{GD} + Q_{i,d}^{BC} + Q_{i,d}^{BCR} = Q_{i,d}^D \quad \forall i \in \Omega_n, \forall d \in \Omega_d \quad (31)$$

$$V_{i,d}^{qdr} - V_{j,d}^{qdr} = 2(R_{ij} P_{ij,d} + X_{ij} Q_{ij,d}) + Z_{ij} I_{ij,d}^{qdr} \quad \forall i \in \Omega_n, \forall d \in \Omega_d \quad (32)$$

Com isto, as restrições de limite de tensão e corrente devem ser reescritas da seguinte forma:

$$\underline{V}^2 \leq V_{j,d}^{qdr} \leq \bar{V}^2 \quad \forall i \in \Omega_n, \forall d \in \Omega_d \quad (33)$$

$$0 \leq I_{ij,d}^{qdr} \leq \bar{I}_{ij}^2 \quad \forall i, j \in \Omega_r, \forall d \in \Omega_d \quad (34)$$

A igualdade (4) continua não linear, pois apresenta o produto entre duas variáveis e variáveis ao quadrado.

$$I_{ij,d}^{qdr} V_{j,d}^{qdr} = P_{ij,d}^2 + Q_{ij,d}^2 \quad \forall i, j \in \Omega_r, \forall d \in \Omega_d \quad (35)$$

A convexidade e otimalidade do modelo são obtidas através do relaxamento da igualdade (36), obtendo-se restrições cônicas de segunda ordem como em (36):

$$I_{ij,d}^{qdr} V_{j,d}^{qdr} \geq P_{ij,d}^2 + Q_{ij,d}^2 \quad \forall i \in \Omega_n, \forall d \in \Omega_d \quad (36).$$

A função módulo presente na equação (18) pode ser substituída por restrições lineares equivalentes:

$$\sum_{i \in \Omega_b} (n_{i,d}^{bcr} - n_{i,d-1}^{bcr}) \leq \bar{\Delta}_l^{bcr} \quad \forall i \in \Omega_{bcr}, \forall d \in \Omega_d \quad (37)$$

$$n_{i,d}^{bcr} - n_{i,d-1}^{bcr} = n_{i,d}^+ - n_{i,d}^- \quad \forall i \in \Omega_{bcr}, \forall d \in \Omega_d \quad (38)$$

$$n_{i,d}^+ \geq 0 \quad \forall i \in \Omega_{bcr}, \forall d \in \Omega_d \quad (39)$$

$$n_{i,d}^- \geq 0 \quad \forall i \in \Omega_{bcr}, \forall d \in \Omega_d \quad (40)$$

As variáveis auxiliares $n_{i,d}^+$ e $n_{i,d}^-$ determinam, respectivamente, o aumento e diminuição do número de módulos do BCR conectadas na barra i no nível de carga d .

- **Problema de otimização (PCSOIM)**

Agora, considerando as substituições e linearizações propostas é possível formular o seguinte modelo de PCSOIM para a alocação de DAEs em SDEE radiais:

$$\min \sum_{d \in \Omega_d} \sum_{i \in \Omega_S} C_d^S P_{i,d}^S \Delta t + \sum_{d \in \Omega_d} \sum_{i \in \Omega_{DAE}} C_d^{DAE} P_{i,d}^{inj} \Delta t \quad (27)$$

Sujeito às restrições: (3)-(15), (21) e (30)-(40).

O modelo de PCSOIM determinado pela função objetivo (27) sujeito às restrições (3)-(15), (21) e (30)-(40) possui restrições lineares, quadráticas e cônicas de segunda ordem, todas convexas. Nesse contexto, o uso de técnicas de otimização clássica garante a otimalidade da solução encontrada (Jabr, 2006). Assim, o uso de ferramentas computacionais de otimização como o *solver* CPLEX (IBM ILOG INC., 2010) garantem que a solução encontrada para este modelo seja um ótimo global.

Capítulo 5

Testes e resultados

O modelo matemático de PCSOIM foi escrito na linguagem de modelagem matemática AMPL (Fourer, 2003). AMPL é uma linguagem de programação matemática em que podem ser escritos modelos matemáticos que representam problemas de otimização. AMPL é um acrônimo de "*A Mathematical Programming Language*" e foi projetado com o objetivo de ser muito próximo à forma como são escritos os modelos matemáticos de otimização. O problema de alocação foi resolvido utilizando o *solver* comercial de otimização linear CPLEX (ILOG INC., 2010).

Para demonstrar a validade do modelo matemático são utilizados os sistemas teste de 11 e 42 barras extraídos de (Macedo et al., 2015). Alguns estudos de caso foram realizados e os resultados encontram-se a seguir.

5.1 Sistema teste de 11 barras

Considera-se, nesta simulação um cenário em que se deseja alocar um DAE com o objetivo de determinar a barra do sistema mais adequada para a sua conexão. Para validar o modelo de alocação apresentado, fez-se uso de uma adaptação do sistema teste da Fig. 5.1 (Macedo, 2015).

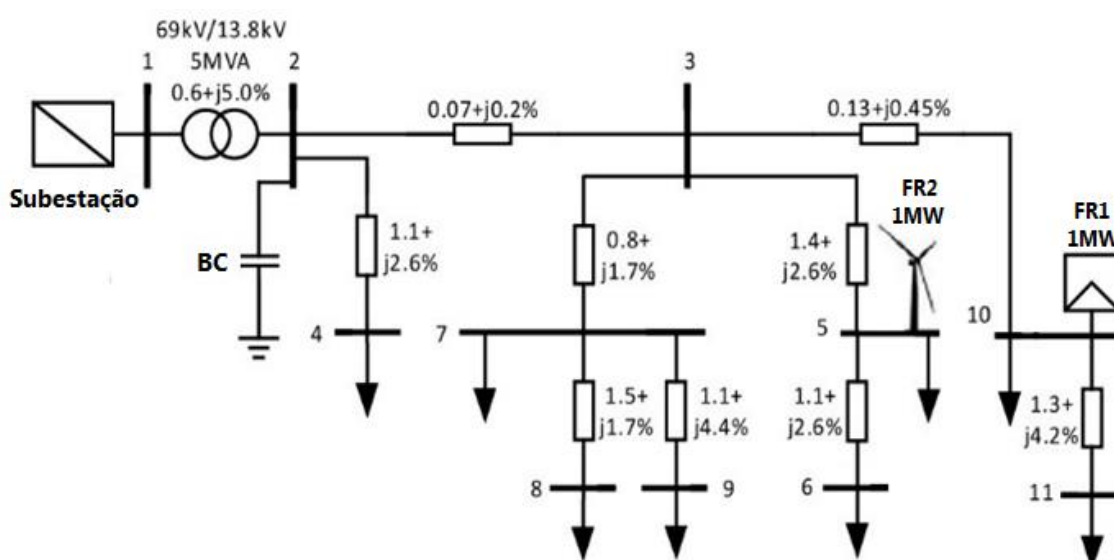


Fig. 5.1 - Sistema de 11 barras.
Adaptado de (Macedo et al., 2015).

O limite operacional da subestação é de $\bar{S}_l^S = 5$ MVA. A tensão na barra 1 (*slack*) é de 13,8 kV. O sistema teste contém uma fonte renovável fotovoltaica, na barra 10, e

uma eólica, na barra 5, ambas com capacidade de 1MW. Um DAE com capacidade $\bar{E}_i^{DAE}=1$ MWh, $\eta_i^{Inj} = \eta_i^{Arm}=0,95$ e $\beta_i^{DAE}=0,02$ está disponível para ser alocado no sistema. Para garantir a maior durabilidade do equipamento, em algumas simulações considerou-se $\alpha_i^{DAE} = 0,5$ e $\underline{E}_i^{DAE} = 0,5$ MWh (Zhao, 2013), (IEEE, 2008). A potência nominal do BC instalado é de 300 kVar.

As simulações foram realizadas considerando um horizonte de planejamento de 72 horas, utilizando intervalos de discretização do tempo de $\Delta t = 0,5$ h e os limites de tensão $\bar{V}= 1,05$ p.u. e $\underline{V}= 0,95$ p.u.

Os demais dados de entrada do problema estão ilustrados nas Figs. 5.2 (a) – (c), e correspondem respectivamente às demandas de potência ativa e reativa, baseadas em (Levron, 2014), e à potência gerada pela fonte renovável do sistema.

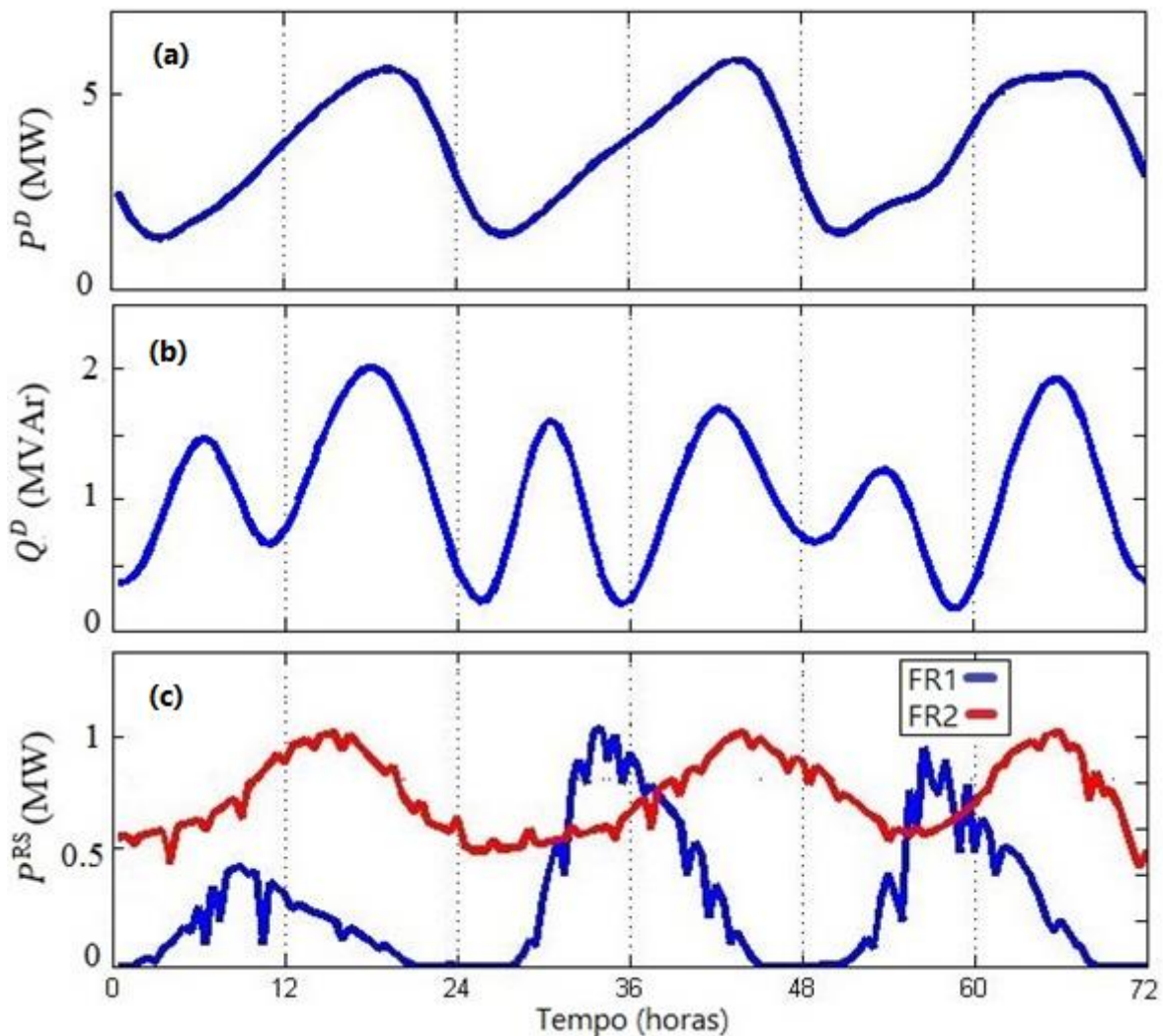


Fig. 5.2 - Dados do sistema. (a) Demanda de potência ativa total do sistema. (b) Demanda de potência reativa total do sistema. (c) Geração da fonte renovável fotovoltaica.

A Fig. 5.2 (a) mostra que para o sistema de 11 barras o pico de demanda de potência ativa diário acontece entre 18:00 e 20:00 horas. A Fig. 5.2 (c) ilustra que as FRs fotovoltaica e eólica apresentam rápida variação no nível de geração. Esta variação é bastante característica de fontes de energia intermitentes e o uso de DAEs pode ajudar a amenizar o impacto deste comportamento no sistema (Robyns, 2015).

5.1.1 Alocação de DAEs

Para o sistema teste de 11, barras foram avaliados quatro casos testes que são descritos a seguir. O modelo implementado permite a alocação de múltiplos DAEs, entretanto, para esta simulação admitiu-se $\overline{N}^{DAE} = 1$, ou seja, somente um DAE pode ser alocado no sistema. No horário de pico de consumo de energia a demanda excede o limite da subestação, que é de $\bar{S}_i^S = 5$ MVA, então será necessário alocar um DAE para respeitar o limite da subestação.

A) Testes com custo de compra de energia da subestação constante ao longo do dia

Dois testes foram realizados considerando o custo de compra de energia da subestação constante ao longo do dia:

- **Caso teste A1:** neste caso, o modelo de PCSOIM utiliza a função objetivo F. obj. 1. Assim como em (Macedo et al., 2015), utilizou-se $\bar{E}_i^{DAE} = 1$ MWh e $\underline{E}_i^{DAE} = 0$ MWh.
- **Caso teste A2:** a neste caso, o problema de PCSOIM utiliza a função objetivo F. obj. 2. Para garantir a maior durabilidade do equipamento considerou-se $\alpha_i^{DAE} = 0,5$ e $\underline{E}_i^{DAE} = 0,5$ MWh (Zhao, 2013), (IEEE, 2008).

Para os testes A1 e A2, considerou-se o custo de compra da energia da subestação constante ao longo do dia $C_d^S = 142$ R\$/MW·h. O custo da potência fornecida pelo DAE é igual a $C_d^{DAE} = 600$ R\$/kW·h e foi baseado na precificação encontrada em (Rastler, 2008). Nota-se que o custo da potência do DAE é bastante superior ao da subestação. Isso se deve ao alto custo inicial de compra e instalação do equipamento.

As Tabelas 5.1 e 5.2 apresentam, respectivamente, os resultados de alocação e os custos de operação dos testes A.

Tabela 5.1 – Barra de alocação do DAE para os casos teste A1 e A2.

	Caso teste	
	A1	A2
Barra de alocação	5	11

Tabela 5.2 – Custos de operação para os casos teste A1 e A2.

	Caso teste	
	A1	A2
Custo da subestação (R\$)	28.576,77	29.103,47
Custo de uso do DAE (R\$)	-	160.189,50
Custo total de operação (R\$)	28.576,77	189.292,97
Vida útil do DAE (anos)	8,01	8,24

Para o caso A1, onde a função objetivo é de minimização da compra de energia da subestação, a solução obtida pelo modelo proposto foi $n_5^{DAE} = 1$, ou seja, o DAE foi alocado na barra 5, de forma que para todas as demais barras que seria possível a alocação n_i^{DAE} assume valor nulo. O valor da função objetivo foi de R\$ 28.576,77.

Para o caso A2, onde a função objetivo é de minimização da utilização do DAE e da compra de energia da subestação, a solução obtida pelo modelo proposto foi $n_{11}^{DAE} = 1$, ou seja, o DAE foi alocado na barra 11, de forma que para todas as demais barras que seria possível a alocação n_i^{DAE} assume valor nulo. O valor da função objetivo foi de R\$189.292,97.

A Tab. 5.2 mostra que para o caso A1, onde considera-se somente o custo de energia da subestação, obteve-se um custo 1,8% menor em relação ao caso A2. Entretanto, quando analisada a estimativa do ciclo de vida do DAE, nota-se que o caso A2 obteve melhor desempenho, minimizando o uso do DAE e consequentemente prolongando a expectativa de vida útil do mesmo, proporcionando um ganho de 1,8% na vida útil do DAE em relação ao caso A1.

Ainda considerando o caso A2, para demonstrar a exatidão da solução foram realizados sucessivamente 11 testes, onde para cada teste apenas uma barra i possuía um DAE alocado. Sistemáticamente, fixou-se um DAE na barra i e realizou-se uma simulação. O custo operacional para cada um dos testes é mostrado na Fig. 5.3.

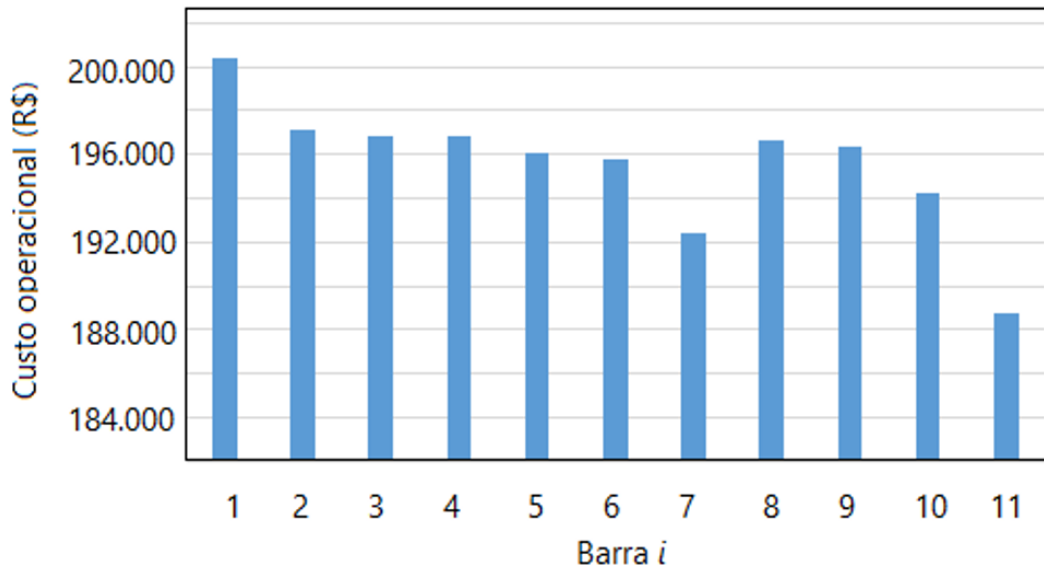


Fig. 5.3 – Custo de operação total do sistema para cada barra que um DAE foi alocado.

A Fig. 5.3, obtida pelo método de sucessivos testes, mostra que a conexão do DAE que apresentou menor custo foi na barra 11, ou seja, a mesma solução que foi obtida pelo modelo matemático de PCSOIM proposto.

- **Estimativa do ciclo de vida de DAEs**

Utilizando a metodologia proposta por (Jenkins et al., 2008), é possível estimar a vida útil de baterias de chumbo-ácido. Neste trabalho é mostrado experimentalmente que uma bateria de dimensão Q A·h irá fornecer $390 \cdot Q$ A·h efetivos ao longo de sua vida útil.

Considerando o custo de uso da energia do DAE obtido pela simulação, basta dividir este valor pela tarifa da energia do DAE e é possível obter a quantidade de energia utilizada diariamente pelo equipamento em kWh. Uma vez que tem-se a energia utilizada em kWh, considerando a expressão (41) pode-se obter o consumo diário do DAE em A·h e assim, baseado na capacidade Q do equipamento pode-se realizar uma estimativa do tempo de vida do DAE.

$$I \cdot tempo = \frac{P \cdot tempo}{\sqrt{3} \cdot V} \quad [\text{A} \cdot \text{h}] \quad (41)$$

O exemplo a seguir usa essa metodologia para estima a vida útil do DAE no caso A2.

Considerando que a capacidade do DAE é de 30 A·h e a aproximação proposta em (Jenkins et al., 2008), é possível estimar qual seria o ciclo de vida do DAE para cada uma das barras que poderia ser alocado no sistema. Na barra 11, onde o DAE foi

alocado, por exemplo, que está localizada no final do alimentador, a tensão utilizada para os cálculos foi de 13,22 kV.

Custo de operação do DAE é de R\$160.189,50. Como o período analisado é de três dias temos um custo médio de R\$53.396,50 por dia. Dividindo o custo diário de operação do DAE pelo custo utilizado de $C_d^{DAE} = 600 \text{ R\$/kW}\cdot\text{h}$ temos a energia injetada pelo DAE diariamente é de 88,99 kWh/dia. Utilizando a expressão (41) temos:

$$I \cdot tempo = \frac{P \cdot tempo}{\sqrt{3} \cdot V} [\text{A} \cdot \text{h}]$$

$$I \cdot tempo = \frac{88,99}{\sqrt{3} \cdot 13,22} [\text{A} \cdot \text{h}]$$

$$I \cdot tempo = 3,89 [\text{A} \cdot \text{h}]$$

Portanto, por dia, o DAE injeta em média 3,89 A·h na barra em que foi alocado. A capacidade do DAE utilizado é de $Q=30 \text{ A}\cdot\text{h}$, logo, ao longo de sua vida útil o DAE fornecerá 390Q A·h, assim:

$$Vida \text{ útil} = \frac{390 \cdot 30}{3,89}$$

$$Vida \text{ útil} = 3007,71 \text{ dias}$$

Convertendo o valor para anos tem-se, aproximadamente:

$$Vida \text{ útil} = 8,24 \text{ anos}$$

No caso A2, para a alocação ótima na barra 11 a estimativa do ciclo de vida do DAE foi de 8,24 anos. Para avaliar o impacto da decisão de alocação no tempo de vida dos dispositivos foram realizados sucessivamente testes para os quais somente uma das i barras estava com o DAE alocado. O resultado da estimativa de vida útil do DAE para de cada barra que foi conectado está ilustrado na Fig. 5.4.

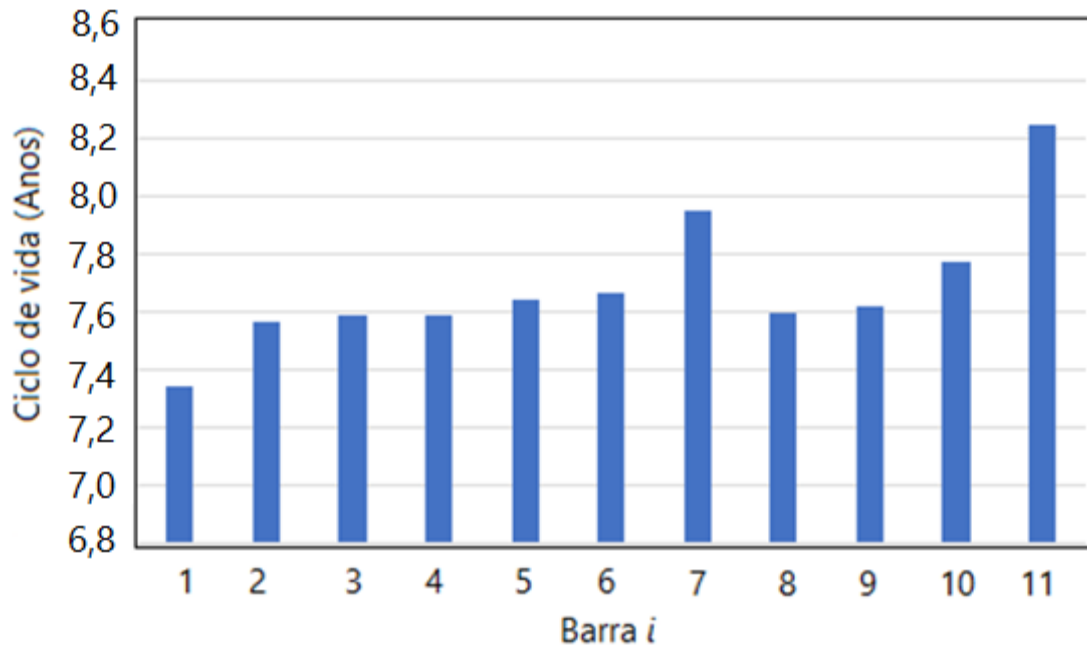


Fig. 5.4 – Estimativa do ciclo de vida para cada barra em que um DAE foi alocado.

A Fig. 5.4 mostra que a alocação na barra 11 resulta numa estimativa de maior ciclo de vida para o DAE. Pode-se concluir que a alocação ótima obtida através da solução do modelo de PCSOIM proporciona a maior duração do equipamento, pois a localização que o DAE foi conectado no sistema é a que proporciona menor uso da energia armazenada no equipamento.

B) Testes com tarifas horárias

Muitos SDEEs operam baseados em tarifas horárias proporcionais à demanda de energia das cargas do sistema. Considera-se neste estudo de caso um cenário onde o preço de compra de energia da subestação varia ao longo do dia, conforme ilustrado na Fig. 5.5.

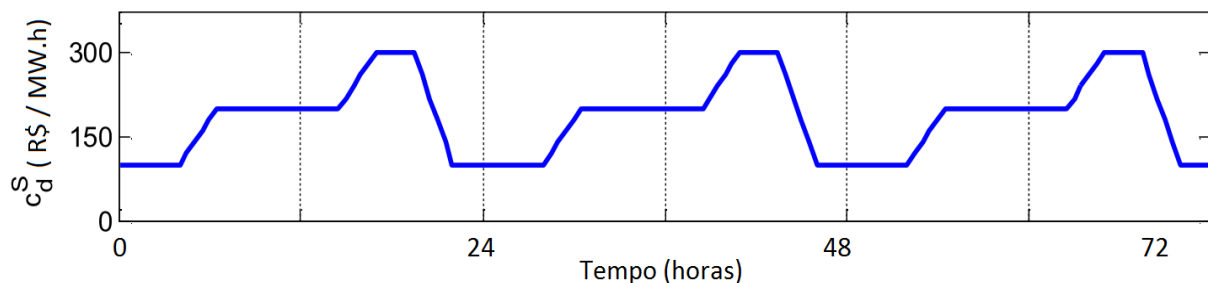


Fig. 5.5 – Custo de compra de energia da subestação ao longo do período de planejamento.

Dois casos teste foram avaliados considerando tarifas hora-sazonais de compra de energia da subestação:

- **Caso teste B1:** neste caso o modelo de PCSOIM utiliza a função objetivo F. obj. 1. Assim como em (Macedo et al., 2015) utilizou-se $\bar{E}_i^{DAE} = 1$ MWh e $\underline{E}_i^{DAE} = 0$ MWh.
- **Caso teste B2:** neste caso o problema de PCSOIM utiliza a função objetivo F. obj. 2. Para garantir a maior durabilidade do equipamento considerou-se $\alpha_i^{DAE} = 0,5$ e $\underline{E}_i^{DAE} = 0,5$ MWh (Zhao, 2013), (IEEE, 2008).

Para os testes B1 e B2, considerou-se o custo de compra da energia da subestação ilustrado na Fig. 5.5. De maneira idêntica ao caso teste A, considerou-se o custo da potência fornecida pelo DAE igual a $C_d^{DAE} = 600$ R\$/kW·h, baseado na precificação encontrada em (Rastler, 2008).

Tabela 5.3 – Alocação do DAE para os casos teste A1 e A2.

	Caso teste	
	B1	B2
Barra de alocação	11	11

Tabela 5.4 – Custos de operação para os casos teste B1 e B2.

	Caso teste	
	B1	B2
Custo da subestação	41.423,11	44.230,40
Custo de uso do DAE (R\$)	-	149.496,59
Custo total de operação (R\$)	41.423,11	193.796,99
Vida útil do DAE (anos)	0,79	8,84

A Tab. 5.3 apresenta a barra de alocação dos casos teste B1 e B2. A Tab. 5.4 mostra que o caso teste B1 proporciona um custo de uso da subestação 6,7% menor em relação ao caso B2. Entretanto como o DAE é mais utilizado, consequentemente a estimativa da vida útil foi bastante menor que no caso B2. Utilizando a precificação de instalação de um DAE baseado em baterias de chumbo-ácido proposta em (Jenkins et al., 2016) espera-se que o custo total do equipamento utilizado seria de R\$ 2.700.000,00. Dividindo esse custo pelo tempo de vida útil estimado do equipamento é possível estimar o custo diário que esse equipamento apresenta devido a sua degradação. A Tabela 5.5 apresenta esses custos.

Tabela 5.5 – Custos diários de uso do DAE para os casos teste B1 e B2.

	Caso teste	
	B1	B2
Redução de custos na compra de energia da subestação (R\$/dia)	935,76	0
Custo diário do uso do DAE (R\$/dia)	9.363,62	836,79

A Tabela 5.5 apresenta, comparando o caso B1 em relação ao caso B2, a média da redução diária dos custos relacionados à compra de energia da subestação, durante o período analisado. O caso B2, onde o custo de operação é mais elevado, foi tomado como referência. A partir daí, baseado na diferença entre os custos dos dois casos, obtém-se a redução diária dos custos na compra de energia da subestação. O custo diário do uso do DAE está relacionado ao tempo de vida que a operação em cada caso teste proporciona, ou seja, baseado no custo de compra do DAE e no seu tempo de vida estimado, obtém-se o custo que cada dia de operação representa perante o custo total do equipamento.

Através da Tabela 5.5, verifica-se que o caso teste B1 apresentou menor viabilidade financeira que o caso teste B2 pois, embora a operação no caso B1 proporcione uma redução de custos na operação diária da subestação, o uso do DAE alocado é maior, e consequentemente, seu tempo de vida é diminuído, resultando no maior custo diário do uso do DAE.

Dessa forma conclui-se que, para esse sistema utilizado, é mais vantajoso alocar e operar o DAE com o objetivo de que ele auxilie a subestação somente nos horários de pico, proporcionado, assim, uma maior confiabilidade do sistema, e não optando por utilizar a energia armazenada em horários fora de pico para apenas reduzir os custos com energia comprada da subestação.

5.1.2 Operação ótima de DAEs

A) Operação com tarifa constante ao longo do dia

Nos casos A1 e A2, onde há um DAE alocado, foi possível respeitar a restrição da subestação através do descarregamento do DAE no horário de pico. As Fig. 5.6 (a)-(c) ilustram a operação obtida pela solução do problema nesses casos.

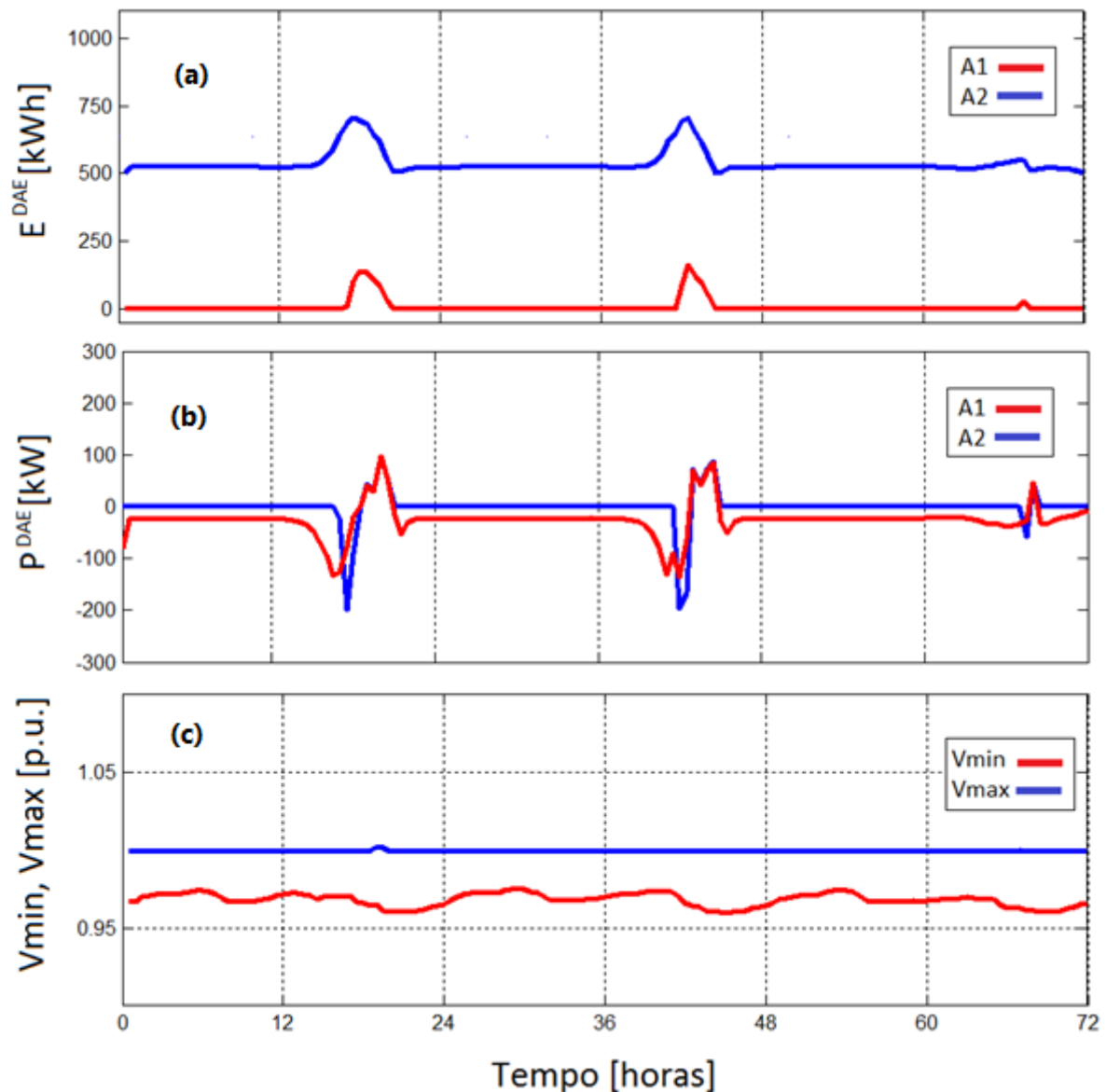


Figura 5.6 - (a) Energia armazenada. (b) Potência de armazenamento ($P < 0$) e potência injetada no sistema ($P > 0$). (c) Tensões no sistema (caso A2).

As Figs. 5.6 (a) – (b) mostram que a energia armazenada no DAE é utilizada quando a demanda de energia do sistema supera o limite operacional da subestação de $\bar{S}_i^S = 5$ MVA. Nota-se que para todo o período analisado a energia armazenada esteve sempre maior ou igual a 50% da capacidade do equipamento. A Fig. 5.6 (b) mostra que o DAE só injetou potência na rede nos momentos que a restrição da subestação seria violada e a intermitência das fontes renováveis foi mais crítica. A Fig. 5.6 (c) apresenta as tensões mínimas e máximas no sistema durante o período analisado para os casos A1 e A2. Os limites de tensão foram respeitados em ambos os casos teste. A menor tensão registrada no sistema foi de 0,9593 pu e maior foi de 0,9967 pu. Analisando juntamente as Figs. 5.6 (a), (b) e (c) conclui-se que a utilização de DAE permitiu a operação sem violar nenhum limite do sistema e garantiu uma melhor integração da fonte fotovoltaica.

Para o caso A1, durante todo o período de planejamento analisado a energia armazenada no DAE permaneceu muito próxima ao valor de mínimo de armazenamento de 0MWh, o que não é positivo pois pode implicar na diminuição da eficiência do dispositivo (Kempener e Borden, 2015). No caso A2, em todo o período de planejamento analisado, a energia armazenada esteve sempre maior ou igual a 0,5 MWh, ou seja, houve sempre energia armazenada no equipamento de modo a obter uma operação mais compatível com a política de prolongar o tempo de vida do DAE. A demanda no horário de pico superou o limite da subestação de modo que o DAE auxiliou o sistema com a energia que havia armazenado no horário fora de pico. Mesmo assim, não ocorreu descarga profunda e a restrição técnica de profundidade de descarga máxima de 50% apresentada em (IEEE, 2008) foi respeitada.

B) Operação com tarifa horária

Nos casos B1 e B2, onde há um DAE alocado, foi possível respeitar a restrição da subestação através do descarregamento do DAE no horário de pico. As Figs. 5.7 (a)-(b) ilustram a operação obtida pela solução nesses casos.

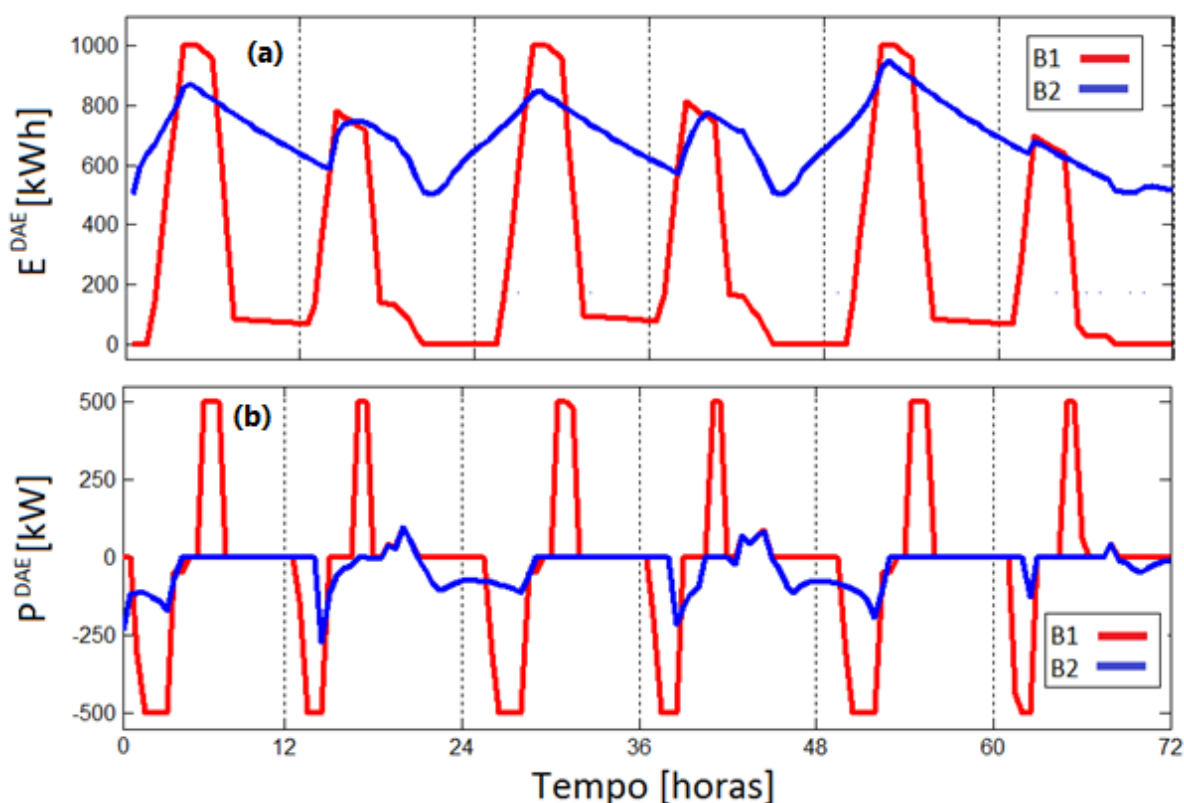


Figura 5.7 - (a) Energia armazenada. (b) Potência de armazenamento ($P < 0$) e potência injetada no sistema ($P > 0$).

As Figs. 5.7 (a) – (b) mostram que o ciclo ótimo de operação do DAE é diferente nos casos B1 e B2.

No caso teste B1, a energia é armazenada e injetada no sistema com o objetivo de minimizar o custo de operação de acordo com a variação da tarifa, ou seja, armazena-se energia nos horários fora de pico, onde o custo de compra de energia da subestação é menor, e utiliza-se esta energia armazenada no horário de pico, onde o custo é elevado. Os picos de descarga ultrapassam 50% da capacidade de armazenamento, ocorrendo o fenômeno denominado descarga profunda, que é altamente prejudicial à vida útil do dispositivo, conforme ilustrado na Fig. 3.3.

Para o caso B2, a energia armazenada no DAE é utilizada somente quando a demanda de energia do sistema supera o limite operacional da subestação de $\bar{S}_i^S = 5$ MVA. Portanto, no caso B2 o DAE não é operado com o objetivo de lucrar conforme a variação da tarifa, mas é operado unicamente com o objetivo de auxiliar a subestação do sistema no horário de pico de demanda ou no caso de alguma intermitência das fontes renováveis. Nota-se que para o caso B2, em todo o período analisado a energia armazenada esteve sempre maior ou igual a 0,5 MWh, ou seja, não ocorreu descarga profunda e a restrição técnica de profundidade de descarga máxima de 50% apresentada em (IEEE, 2008) foi respeitada.

Através da análise destes dois casos teste, conclui-se que a parcela da função objetivo 2 referente à injeção de potência pelo DAE proporcionou, para o sistema de 11 barras, uma política de operação que prolongou a vida útil do DAE. A restrição de energia mínima armazenada, embora baseie-se num modelo bastante simplificado, evitou a descarga profunda do banco de baterias utilizado, de modo que o modelo proposto nesta dissertação alcançou o objetivo de prolongar o tempo de vida do DAE, operando-o de forma que auxilie a operação do sistema.

5.2 Sistema teste de 42 barras

Na seção 5.1 pode-se verificar a validade do modelo proposto e a eficácia da metodologia de solução, utilizando um sistema teste pequeno, concluindo-se que o problema de PCSOIM apresentado é uma ferramenta útil no planejamento da operação de sistemas de distribuição.

É interessante conhecer o desempenho da metodologia proposta para resolver o problema utilizando sistemas maiores, de modo que, nas simulações a seguir adota-se um sistema teste de 42 barras (Macedo et al., 2015) com presença de fontes renováveis de energia. Trata-se de uma adaptação do sistema real apresentado em (Macedo et al., 2015), cujos dados podem ser encontrados em (LaPSEE, 2014). A Fig. 5.8 mostra o SDEE de 42 barras.

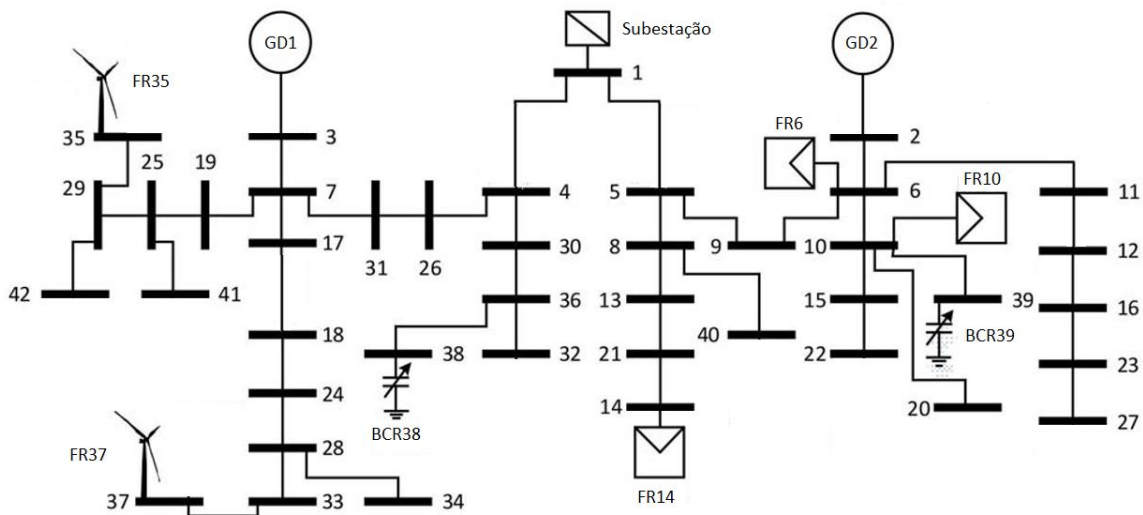


Fig. 5.8 – Sistema real de 42 barras.

Adaptado de (Macedo et al., 2015).

O limite operacional da subestação é de $\bar{S}_i^S = 5$ MVA. Dois GDs de biomassa com capacidade de 1 MW estão conectados no sistema apresentando fatores de potência capacitivo e indutivo mínimos de 1 e 0,95 respectivamente. O sistema contém cinco FRs, sendo três geradores fotovoltaicos e dois aerogeradores, ambos com capacidade de 0,8 MW cada.

A empresa distribuidora de energia possui quatro módulos de DAEs disponíveis para serem alocados, totalizando a capacidade de $\bar{E}_i^{DAE} = 1$ MWh, todos com $\eta_i^{Inj} = \eta_i^{Arm} = 0,95$ e $\beta_i^{DAE} = 0,02$. Esses valores são baseados na referência (Macedo et al, 2015).

Este sistema possui dois BCRs nas barras 38 e 39, os quais possuem quatro módulos de 240 kVAr que podem ser conectados.

As simulações foram realizadas, considerando um horizonte de planejamento de 72 horas, utilizando intervalos de discretização de tempo de $\Delta t = 0,5$ h e os limites de tensão $\bar{V} = 1,05$ p.u. e $\underline{V} = 0,95$ p.u.

Os demais dados de entrada do problema estão ilustrados nas Figs. 5.9 (a) – (d), e correspondem, respectivamente, às demandas de potência ativa e reativa, baseadas em (Levron, 2014), e à potência gerada pelas fontes renováveis de energia presentes no sistema.

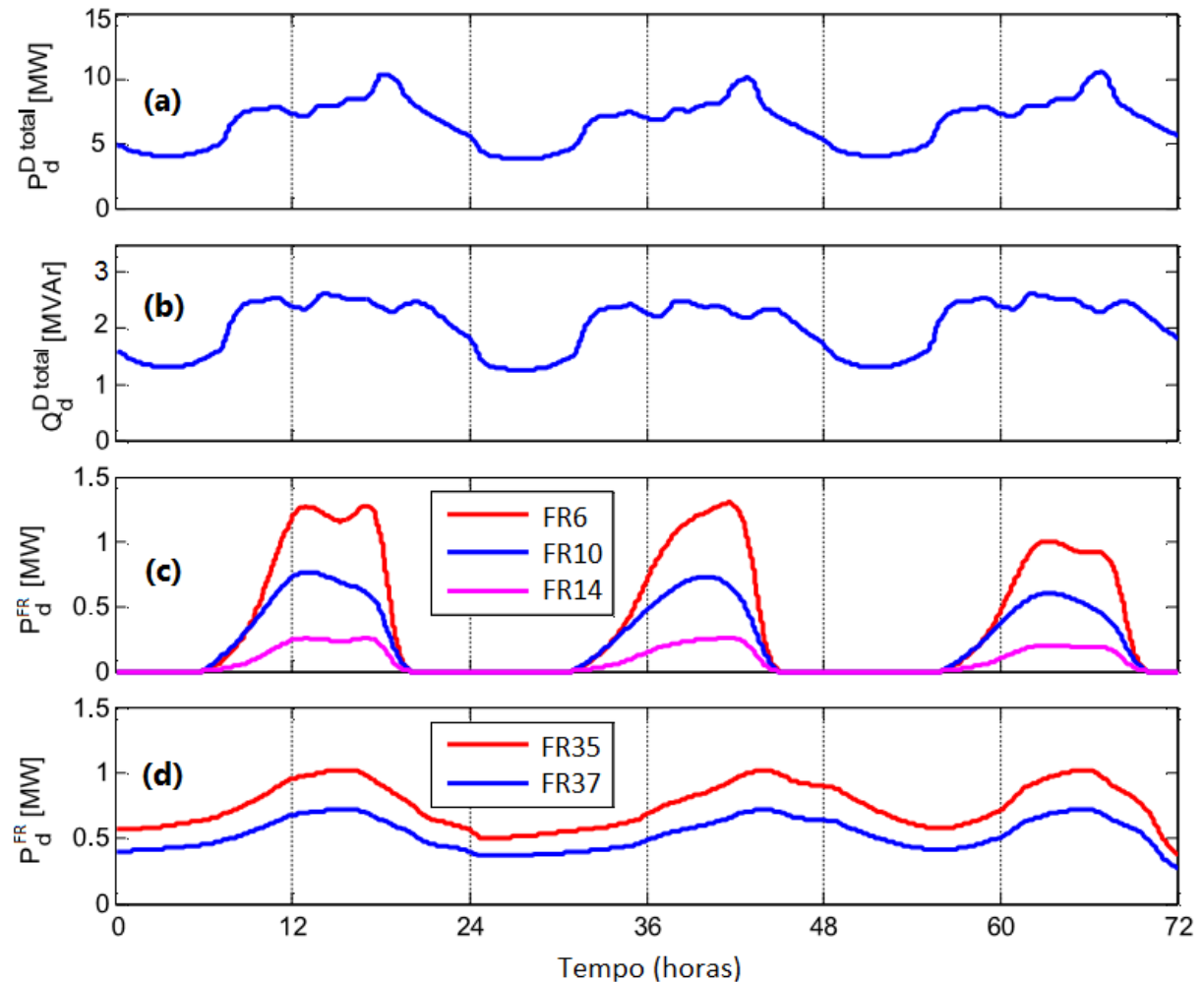


Fig. 5.9 – Dados do sistema.
Adaptado de (Macedo et al., 2015).

A Fig. 5.9 (a) apresenta a demanda total de potência ativa do sistema. A Fig. 5.9 (b) apresenta a demanda total de potência reativa do sistema. A Fig. 5.9 (c) apresenta a geração das três FRs fotovoltaicas presentes no sistema. A Fig. 5.9 (d) apresenta a geração das duas FRs eólicas presentes no sistema.

Considera-se para este sistema um cenário onde o preço de compra de energia da subestação varia ao longo do dia, conforme ilustrado na Fig. 5.10

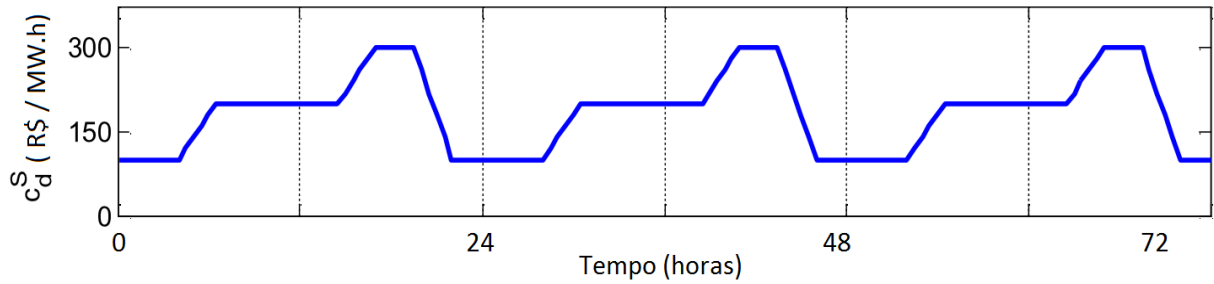


Fig. 5.10– Custo de compra de energia da subestação ao longo do período de planejamento.

Na Fig. 5.10, nota-se que o custo de compra de energia da subestação é uma tarifa horo-sazonal e é proporcional à demanda de carga do sistema, ou seja, em horários em que há maior utilização de energia por parte dos consumidores, o custo é mais alto para a empresa distribuidora.

5.2.1 Alocação ótima de DAEs

Utilizando o sistema de 42 barras foram realizados quatro casos testes que são descritos a seguir.

- **Caso teste C1:** neste caso o, modelo de PCSOIM utiliza a função objetivo F. obj. 2. Nesse teste, utilizou-se $\overline{N}^{DAE} = 0$.
- **Caso teste C2:** neste caso, o problema de PCSOIM utiliza a função objetivo F. obj. 2. Nesse teste, utilizou-se $\overline{N}^{DAE} = 1$, $\overline{E}_i^{DAE} = 1$ MWh e $\underline{E}_i^{DAE} = 0,5$ MWh.
- **Caso teste C3:** neste caso, o problema de PCSOIM utiliza a função objetivo F. obj. 2. Nesse teste, utilizou-se $\overline{N}^{DAE} = 2$, $\overline{E}_i^{DAE} = 500$ kWh e $\underline{E}_i^{DAE} = 250$ kWh.
- **Caso teste C4:** neste caso, o problema de PCSOIM utiliza a função objetivo F. obj. 2. Nesse teste, utilizou-se $\overline{N}^{DAE} = 4$, $\overline{E}_i^{DAE} = 250$ kWh e $\underline{E}_i^{DAE} = 125$ kWh.

A ideia destes casos testes é verificar a validade do modelo para múltiplos DAEs a serem alocados. Os resultados de alocação encontrados estão apresentados na Tabela 5.6.

Tabela 5.6 – Alocação de DAEs no sistema de 42 barras.

Caso teste	Número de DAEs alocados	Barras de alocação	Custo operacional da subestação (R\$)
C1	0	-	-
C2	1	27	20.824,04
C3	2	16; 27	20.822,52
C4	3	16; 23; 27	20.814,81

Para o caso teste C1, onde $\overline{N}^{DAE} = 0$, a subestação não consegue atender à demanda de carga sem ter seu limite de potência aparente violado. Dessa forma o problema matemático é infactível. Para o caso teste C2, o DAE é alocado na barra 27. No caso C3 os DAEs são alocados nas barras 16 e 27 e para o caso C4 eles foram alocados nas barras 16, 23 e 27. Deve-se destacar que, no caso C4 haviam quatro DAEs para serem alocados. Entretanto, a solução ótima alocou somente três DAEs no sistema, pois a potência fornecida por eles foi suficiente para suprir a demanda de energia no horário de pico, não havendo a necessidade de alocar o quarto dispositivo.

Os custos de operação da subestação foram diminuindo na medida que mais DAEs foram alocados, o que pode ser explicado pelo fato de uma maior quantidade de dispositivos de menor dimensão instalados em diferentes locais do sistema proporcionarem uma melhor distribuição da capacidade de armazenamento no sistema.

5.2.2 Operação ótima de DAEs

A alocação de DAEs no sistema de 42 barras permitiu que o problema da operação do sistema fosse factível. Tanto a operação dos DAEs quanto o chaveamento dos BCRs auxiliam a subestação no horário de pico, impedindo que o limite de potência aparente da subestação seja violado, como acontece no caso C1.

Como não há variação significativa no perfil da operação entre os casos teste, apenas o caso C2 é ilustrado na Fig. 5.10. Para mais clareza na leitura dos resultados na Fig. 5.11, o período ilustrado corresponde ao intervalo de 0 a 24 horas.

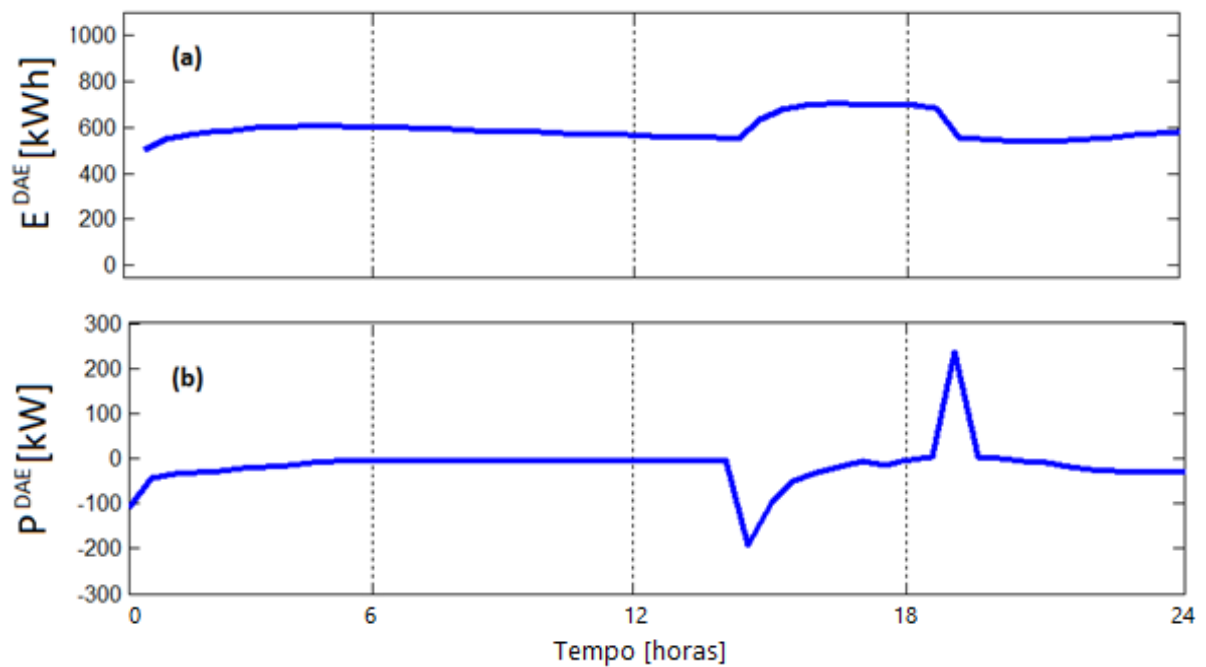


Fig. 5.11 – (a) Energia armazenada, (b) $P < 0$ Potência armazenada e $P > 0$ Potência injetada no sistema.

Na Fig. 5.11 (a), é apresentada a energia armazenada no DAE entre 0 e 24 horas. No momento de baixa demanda de energia o DAE permanece no estado de armazenamento mínimo, ou seja, próximo a 50% da capacidade máxima de armazenamento. A Fig. 5.11 (b) mostra que na iminência do horário de pico de demanda, que acontece às 18 horas, o dispositivo armazena uma quantidade de energia suficiente para atender a demanda que exceder o limite da subestação.

A Fig. 5.12 ilustra a potência aparente comprada da subestação nos casos C1 e C2, a potência reativa fornecida pelo BCR da barra 39 e a magnitude máxima e mínima das tensões no sistema.

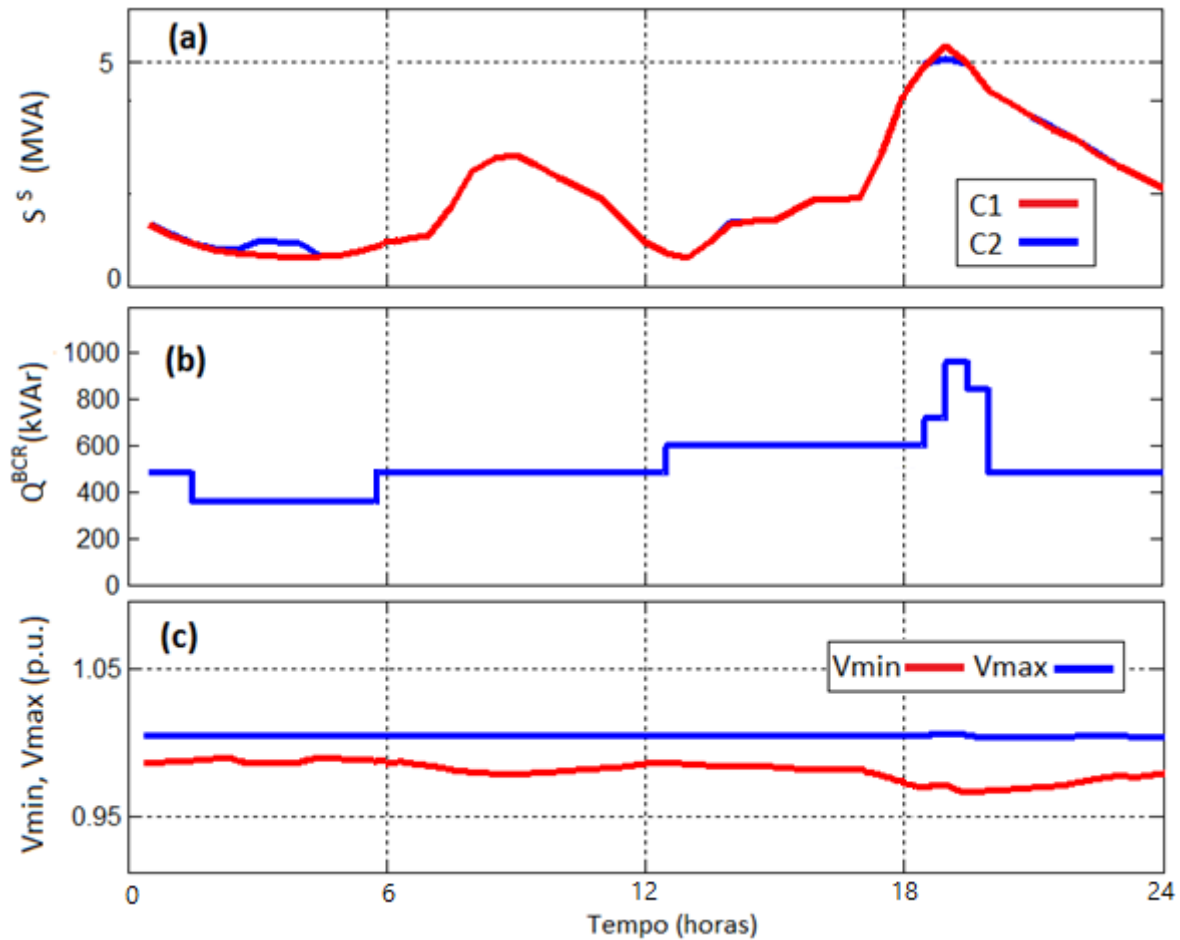


Fig. 5.12 – (a) Potência aparente comprada da subestação nos casos C1 e C2, (b) Potência reativa fornecida pelo BCR da barra 39 e (c) Magnitude máxima e mínima das tensões no sistema.

A Fig. 5.12 (a) mostra que às 18 horas o pico de demanda ultrapassa o limite de potência aparente da subestação no caso teste C1, tornando-o infactível. No caso C2 a energia armazenada no DAE é injetada na rede auxiliando a subestação e tornando o problema factível.

A Fig. 5.12 (b) mostra que o chaveamento dos BCRs é controlado de acordo com a demanda de energia. Às 18 horas, a quantidade máxima de módulos é utilizada para auxiliar na operação do sistema, auxiliando a subestação na demanda de potência reativa. Nota-se que no horário de pico, os BCRs forneceram a capacidade máxima de potência reativa.

A Fig. 5.12 (c) mostra que, durante todo o período de planeamento as tensões mínimas e máximas do sistema estiveram dentro dos limites pré-estabelecidos. As tensões mínima e máxima registradas no sistema durante o período de planeamento foram, respectivamente, de 0,9596 e 1,0013 p.u.

5.3 Desempenho Computacional

Ao resolver problemas de planejamento da operação de SDEE, é importante conhecer o tempo computacional necessário para obter a solução, para assim, avaliar o esforço computacional envolvido, principalmente quando se considera sistemas de grande porte. Embora, nesta dissertação, seja utilizado um *solver* comercial, é importante conhecer o tempo de solução do modelo para ilustrar o tamanho do problema.

Os sistemas de distribuição de energia geralmente apresentam grande dimensão, variando entre dezenas e milhares de barras. Contudo, na medida que a dimensão do sistema aumenta, o espaço de busca por soluções torna-se maior, tornando o problema mais complexo. Para o caso teste A2, por exemplo, o sistema possui apenas 11 barras, entretanto a solução do modelo completo apresenta 11.664 variáveis, sendo 1595 binárias, e 123.382 restrições, ou seja, como o modelo é bem detalhado e o período de planejamento é extenso o problema computacional torna-se bastante complexo. Nas Tabelas 5.4 e 5.5 apresenta-se o tempo necessário para resolver o problema nos casos teste A e B. As simulações foram realizadas utilizando-se o *solver* CPLEX (12.6.0.0, 64 bits, configurações padrão) em um computador com um processador Intel core i7 2.80 GHz e memória RAM de 8 GB.

Tabela 5.4 – Tempo computacional necessário para resolver o modelo no caso A.

Teste	Tempo [s]
A1	6,75
A2	16,36

Tabela 5.5 – Tempo computacional necessário para resolver o modelo no caso B.

Teste	Tempo [s]
B1	132,66
B2	192,16

Comparando as tabelas 5.4 e 5.5, que apresentam os tempos computacionais para resolver o problema utilizando o sistema de 11 barras, nota-se que o caso teste B apresentou um tempo maior de solução. Isso é explicado pelo fato de o caso B ser baseado em uma tarifa horo-sazonal, ou seja, como a tarifa varia ao longo do tempo, o espaço de busca fica maior e o problema torna-se mais complexo.

Nas Tabela 5.6 apresenta-se o tempo necessário para resolver o problema nos casos teste C.

Tabela 5.6 – Tempo computacional necessário para resolver o modelo no caso C.

Teste	Tempo [s]
C1	(Problema infactível)
C2	355,45
C3	427,09
C4	687,02

Comparando os tempos computacionais dos casos teste C com os casos A e B, percebe-se que o caso teste C demandou um maior tempo computacional para ser resolvido. Enquanto nos casos A e B o SDEE possui 11 barras, no caso C o sistema utilizado possui 42 barras. Além da dimensão do sistema ser maior, o caso C apresenta restrições adicionais devido a presença de BCRs que devem ser controlados. Nesse caso, o aumento da dimensão do sistema e a adição de restrições para o controle de mais equipamentos aumentaram a complexidade do problema.

Dentre os casos C1 à C4 nota-se o aumento gradual do tempo de solução. Na medida que cresce o número de DAEs para serem alocados ocorre o aumento do espaço de busca pela solução, tornando a sua obtenção mais demorada e exigindo um maior esforço computacional.

Os resultados foram obtidos em um tempo computacional razoavelmente baixo, de modo que para sistemas de pequena dimensão, da ordem de poucas dezenas de barras, o modelo e a técnica de solução podem ter aplicação prática. Entretanto, nota-se que na medida em que a complexidade do problema aumenta, o tempo de solução torna-se cada vez maior, de modo que é esperado que para sistemas de grande porte não seja possível executar a simulação utilizando computadores convencionais.

Analisando as simulações sobre a perspectiva do desempenho computacional, foi possível constatar que o tempo computacional de obtenção da solução aumenta na medida em que são acrescentadas novas restrições, quando há mais DAEs para serem alocados e também quando a dimensão do sistema aumenta.

Capítulo 6

Conclusões

Nesta dissertação, foi desenvolvido um modelo matemático de otimização para resolver o problema de alocação ótima de dispositivos de armazenamento de energia em sistemas de distribuição de energia elétrica radiais. Devido às propriedades do modelo utilizado, pode-se garantir que a solução encontrada é um ótimo global do modelo cônico.

O modelo proposto e implementado resultou na alocação ótima de DAEs nos sistemas de distribuição estudados, além da determinação do ciclo ótimo de carregamento e descarregamento destes equipamentos de modo a aumentar o ciclo de vida dos mesmos. A utilização de um DAE permitiu realizar a operação do sistema respeitando os limites da subestação e proporcionando a melhoria na qualidade do atendimento.

A principal contribuição desta dissertação foi o desenvolvimento do modelo matemático para alocação ótima de DAEs que proporciona o aumento do ciclo de vida dos equipamentos. Os resultados proporcionados pelo modelo proposto respeitam as normas pré-estabelecidas para garantir a maior ciclo de vida dos equipamentos implicando que ele estará disponível para dar suporte ao sistema por mais tempo, proporcionando melhor integração das fontes renováveis e aumentando a continuidade do atendimento aos clientes da empresa distribuidora e a flexibilidade do sistema.

6.1 Trabalhos futuros

Tratando-se de um tema bastante em pauta na área de sistemas de energia e ainda em fase inicial de discussão e consolidação de resultados, o trabalho apresentado nesta dissertação permite vislumbrar algumas possibilidades interessantes para serem abordadas em trabalhos futuros.

Seguindo as tendências das pesquisas desta área, faz-se necessário uma abordagem probabilística para os dados de entrada do problema. O fato de a simulação considerar um horizonte de planejamento mais extenso poderá agregar mais consistência ao modelo proposto. Para tanto, talvez seja utilizado um maior volume de dados e, portanto, será necessária uma maior capacidade de processamento.

Outra colaboração interessante seria complementar o modelo matemático para que ele obtenha também o dimensionamento dos dispositivos. Nestes estudos será necessária a utilização de um período de planejamento maior. Além disso seria interessante que a solução obtida pudesse selecionar a tecnologia de armazenamento

mais adequada para o sistema analisado, de acordo com as restrições técnicas e econômicas dos equipamentos disponíveis para comercialização.

Para os trabalhos futuros ligados a esta pesquisa, uma abordagem interessante será introduzir no modelo matemático o conceito de "*demand side management*", pois considerando que *smart grids* é um tema bastante relevante e atual, há muitas oportunidades de pesquisa envolvendo este conceito.

Visando uma abordagem mais realista e a viabilização do uso do modelo desenvolvido por empresas distribuidoras de energia elétrica, é interessante avaliar também o impacto da alocação de DAEs na melhoria dos índices de qualidade e confiabilidade do atendimento aos consumidores. Para tanto, seria interessante introduzir no modelo o conceito de corte de carga, a consideração de índices de continuidade como, por exemplo, o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e o FEC (Frequência Equivalente Interrupção por Unidade Consumidora) e a utilização de dados de sistemas de distribuição de energia reais.

Referências bibliográficas

Agência Nacional de Energia Elétrica. Projeto Estratégico: "Arranjos técnicos e comerciais para a inserção de sistemas de armazenamento de energia no setor elétrico brasileiro". Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética - SPE. Brasília. DF. 2016.

Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução normativa 482/2012. [Online]. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>. [Acessado: 08-Jun-2016]. Brasília. DF. 2012.

Agência Nacional de Energia Elétrica. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 8 – Qualidade de energia Elétrica. Brasília. DF. 2008.

Araujo R. A., M. Meira, P. C., e M. C. de Almeida, *Algorithms for operation planning of electric distribution networks*. *J. Control Autom. Elect. Syst.*, vol. 24. No. 3. pp. 377–387. 2013.

Amézquita, J. C. L. Alocação ótima de chaves de interconexão nas redes de distribuição de energia elétrica. Dissertação (mestrado em engenharia elétrica). Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. 2014.

Carpinelli, G., Mottola F., Proto D. e Russo, A. *Optimal Allocation of Dispersed Generators, Capacitors and Distributed Energy Storage Systems in Distribution Networks*, *Modern Electric Power Systems 2010. Wroclaw, Poland MEPS'10 – paper 11.1*. 2010.

Celli, G., Mocci, S., Pilo, F. e Loddo, M. *Optimal Integration of Energy Storage in Distribution Networks*. IEEE Bucharest Power Tech Conference. Bucharest. Romania. 2009.

Cespedes, R. G. *New method for the analysis of distribution networks*. *IEEE Trans. Power Del.* vol. 5. No. 1. pp. 391–396. Jan. 1990.

Chu, T., Qin, J. e Wei, J. *Distributed storage operation in distribution network with stochastic renewable generation*. *IEEE PES General Meeting*. Outubro de 2014.

Das, R., Madani, V., Aminifar, F., McDonald, J., Venkata S. S., Novosel, D., Bose, A. e Shahidehpour, M. *Distribution Automation strategies: evolution of technologies and the business case*. *IEEE transactions on smart grid*. Vol. 6. No. 4. Julho de 2015.

Fourer, R., Gay, D. M. e Kernighan, B. W. *AMPL: A modeling language for mathematical programming*. CA: Brooks/Cole-Thomson Learning. Pacific Grove. 2nd Ed. 2003.

GAMS Release 2.2. *A User Guide*. Washington, DC: GAMS Develop. Corp. 1998.

Gantz, J. M. Optimal Implementation of Energy Storage Systems in Power Distribution Networks. Dissertação (mestrado em ciência). University of Minnesota. 2012.

Ghofrani, M., Arabali, A., Etezadi-Amoli, M. e Fadali, M. S. A framework for optimal placement of energy storage units within a power system with high Wind penetration. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. Vol. 4. No.21. 2013.

Glover, F. e Kochenberger, G. *Handbook of Metaheuristics*. Norwell, MA, USA: Kluwer Academic. 2003.

IBM ILOG CPLEX. *IBM ILOG AMPL Version 12.2: User's guide*. New York. 2010.

ILOG INC. *CPLEX Optimization Subroutine Library Guide and Reference*. Incline Village. NV. 2008.

Ibrahim, H., Ilinca, A. e J. Perron. *Comparison and analysis of different energy storage techniques based on their performance index*. 2007 IEEE Canada Power Conference. Pp. 393-398. 2007.

IEC (International Eletrotechnical Comission). White paper: Electrical energy Storage. Genova. Suiça. 2011.

IEEE Standards Coordinating Committee 21 on Fuel Cells, Photovoltaics, Dispersed Generation, and Energy Storage. *Guide for Optimizing the Performance and Life of Lead-Acid Batteries in emote Hybrid Power Systems*. 2008.

Jabr, R. A. *Radial distribution load flow using conic programming*. *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21. No. 3. Pp. 1458–1459. 2006.

Jaffe, S. e Adamson, K. A. (2014). *Advanced Batteries for Utility-Scale Energy Storage*, Navigant Consulting, Boulder, CO. Acesso em 19 de abril de 2016. <http://www.navigantresearch.com/research/advanced-batteries-for-utility-scale-energy-storage>.

Jamian, J. J., Mustafa, M.W. e Mokhlis, H. *Simulation study on optimal placement and sizing of battery switching station units using artificial bee colony algorithm*. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* N. 55. Pp. 592-601. 2014.

Jenkins, D.P., Fletcher, J. e Kane, D. Lifetime prediction and sizing of lead–acid batteries for microgeneration storage applications. *IET Renewable Generation*. ISSN 1752-1416. Abril de 2008.

Kempener, R. e Borden, E. *Battery storage for renewables: market status and technology outlook*. IRENA International Renewable Energy Agency. 2015.

LAPSEE Power System Test Case Repository. [Online] Disponível em: <http://www.feis.unesp.br/#!/lapsee>. [Acessado em: 20 de Jun de 2016].

Levron, Y., Guerrero, J. M. e Beck, Y. *Optimal power flow in microgrids with energy storage*. *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 28. No. 3. Pp. 3226–3234. Agosto. 2013.

Li, Q., Choi, S., Yuan, Y. et al. *On the determination of battery energy storage capacity and short term power dispatch of a Wind farm*. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. Pp. 148-158. 2011.

Macedo, L. H., Franco, J. F., Rider, M. J. e Romero, R. *Optimal Operation of Distribution Networks Considering Energy Storage Devices*, *IEEE Transactions on Smart Grids*. 2015.

Nick, M. e Cherkaoui, R. *Optimal Allocation of Dispersed Energy storage systems in Active Distribution Networks for Energy Balance and Grid Support*. *IEEE Trans. Power Syst.* Vol. 29. No. 5. Sep. 2006.

Oldewurtel, F., Borsche, T., Bucher, M., Fortenbacher, P., Haring, M. G. V. T., Mathieu, J. L., Megel, O., Vrettos, E. e Andersson, G. *A framework for and assessment of demand response and energy storage in power systems*. 2013 IREP Symp. Pp. 1-24. 2013.

Oliveira, M. L. Planejamento integrado da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica. Tese (doutorado em engenharia elétrica), Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. Março. 2010.

Oshiro, M., Senjyu T. e Yona, A. *Optimal Operation Strategy by Battery Energy Storage Systems in Distribution System*. IPEC. 2010.

Rastler, D., *New Demand for Energy Storage*. *EEl Electric Perspectives*. Pp. 30-47. Sep. 2008.

Rastler, D., *Electricity Energy Storage Technology Options. A White paper primer on applications, costs and benefits. Technical Update.* 2010.

Ribeiro, E. T. A. Modelos de programação inteira mista para a alocação ótima de bancos de capacitores em sistemas de distribuição de energia elétrica radiais. Dissertação (mestrado em engenharia elétrica). Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. 2013.

Robyns, B., François, B., Delille, G. e Daudemont, C. *Energy storage in electric power grids.* Wiley. 2015.

Sedghi, M., Ahakbar-Golkar, M. e Haghifam, M. *Distribution network expansion considering distributed generation and storage units modified PSO algorithm.* *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* No. 52. Pp. 221-230. 2013.

Shariatzadeh, F., Chanda, S., Sristava, A. K. e Bose, A. *Real-time benefit analysis and industrial implementation for distribution system automation and control.* *IEEE Transactions on industry applications.* Vol. 52. N. 1. Janeiro de 2016.

Shirmohammadi, D., Hong, H. W., Semlyen, A. e Luo, G. X. *A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks.* *IEEE Trans. Power Syst.* Vol. 3. No. 2. Pp. 753–762. Maio 1988.

Schoenung, S. *Energy Storage Systems Cost Update. A Study for the DOE Energy Storage Systems Program.* 2011.

Sultzberger, V. T.; Zemkoski, J. *The Potential for Application of Energy Storage Capacity on Electric Utility Systems In The United States - Part I.* *IEEE Trans. Power Systems.* No. 6. 1976.

U. S. Department of Energy. *Grid Energy Storage.* 2013.

Venu, C., Riffonneau, Y. e Bacha, S. Battery storage system sizing distribution in distribution feeder with distributed photovoltaic systems. 2009 IEEE Bucharest Powertech. Pp. 1-5. 2009.

Zhao, B., Zhang X., Chen, J. e Wang. C. *Operation optimization of standalone microgrids considering lifetime characteristics of battery energy storage system.* *IEEE Transactions on sustainable energy.* Vol. 4. No. 4. Outubro de 2013.

Zidar, M., Capuder, T. e Georgilakis, P. *Convex AC optimal method for definition of size and location for battery storage systems in the distribution grids. Ninth Conf. on Sustainable Development of Energy, Water an Enviroment System – SDEWES. University of Zagreb Faculty of Mechanical Engineering and Naval Architecture.* Pp. 1- 23. 2014.

Zidar, M., Georgilakis, P. S., Hatziagyriou, N. D., Capuder, T. e Skrlar, D. *Review of energy storage allocation in power distribution networks: Application, methods and future research. IET Gener. Transm. Distrib. Vol. 10. Iss. 3.* Pp. 645-652. 2016.